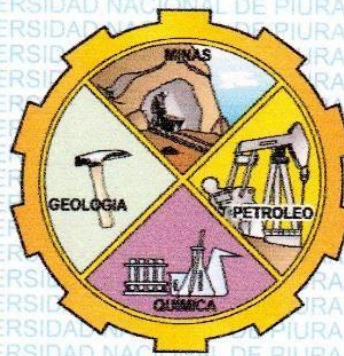


UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

Facultad de Ingeniería de Minas

Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo



TESIS

“PROPUESTA DE FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE UNA UNIDAD DE MEDICIÓN MEJORADA EN EL NOR OESTE DEL PERÚ”

Presentada Por:

Br. RUTH GRACIELA CORONADO CHUYES

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERA DE PETRÓLEO

Línea de Investigación:

**Aprovechamiento y Gestión Sostenible del Ambiente
y los Recursos Naturales**

PIURA-PERÚ

AÑO 2019

DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD DE LA TESIS


Yo, **RUTH GRACIELA CORONADO CHUYES**, identificada con DNI 76431449, Bachiller de la Facultad de Ingeniería de Minas de la Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo, domiciliada en Calle San Sebastián B1 Lote 9 Talara Alta, del Distrito de Talara, Provincia de Talara, Departamento de Piura, Celular 930620375

Email: rcoronadochuyes@gmail.com

DECLARO BAJO JURAMENTO: que la tesis que presento es original e inédita, no siendo copia parcial ni total de una tesis desarrollada, y/o realizada en el Perú o en el Extranjero, en caso contrario de resultar falsa la información que proporciono, me sujeto a los alcances de lo establecido en el Art. N° 411, del código Penal concordante con el Art. 32° de la Ley N° 27444, y Ley del Procedimiento Administrativo General y las Normas Legales de Protección a los Derechos de Autor.

En fe de lo cual firmo la presente.

Piura, 04 de Diciembre de 2019


Ruth Graciela Coronado Chuyes
DNI 76431449

Artículo 411.- El que, en un procedimiento administrativo, hace una falsa declaración en relación con hechos o circunstancias que le corresponde probar, violando la presunción de veracidad establecida por ley, será reprimido con pena privativa de libertad no menor de uno ni mayor de cuatro años. Art. 4.
Inciso 4.12 del Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales –RENATI Resolución de Consejo Directivo N° 033-2016-SUNEDU/C

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

Facultad de Ingeniería de Minas

Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo



TESIS

“PROPUESTA DE FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE UNA UNIDAD DE MEDICIÓN MEJORADA EN EL NOR OESTE DEL PERÚ”

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERA DE PETRÓLEO**

Br. RUTH GRACIELA CORONADO CHUYES
EJECUTORA

DR. ING. JUAN CARLOS TANTARUNA OCSAS
ASESOR

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

Facultad de Ingeniería de Minas

Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo



TESIS

“PROPUESTA DE FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE UNA UNIDAD DE MEDICIÓN MEJORADA EN EL NOR OESTE DEL PERÚ”

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERA DE PETRÓLEO**

DR. ING. WILMER ARÉVALO NIMA
PRESIDENTE

DR. ING. GUIDO TICONA OLARTE
SECRETARIO

M.Sc. ING. JUAN C. ALIAGA RODRÍGUEZ
VOCAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
DECANATO

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN Y LA IMPUNIDAD"

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 980-CF-2019, de fecha catorce de octubre de dos mil diecinueve, que suscriben, reunidos el día lunes dieciocho de noviembre de dos mil diecinueve, a horas 09:00 a.m., en la Sala de Conferencias - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "**PROPUESTA DE FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE UNA UNIDAD DE MEDICIÓN MEJORADA EN EL NOR OESTE DEL PERÚ**", conducida por la señorita Bachiller en Ingeniería de Petróleo **CORONADO CHUYES RUTH GRACIELA**, la misma que cuenta con el asesoramiento del Dr. Ing° Juan C. Tantaruna Ocsas. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, la declaran:

DESAPROBADA	A P R O B A D A			
	Bueno	Muy Bueno	Sobresaliente	Excelente
	-----	-----	-----	-----

En consecuencia, queda en condición de ser calificada **APTA** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERA DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 18 de noviembre de 2019.

DR. ING° WILMER ARÉVALO NIMA
Presidente del jurado calificador

DR. ING° GUIDO TICONA OLARTE
Secretario del jurado calificador

ING° JUAN C. ALIAGA RODRÍGUEZ M. Sc.
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.

DEDICATORIA

A Dios nuestro Señor, por encaminarme y guiarme siempre con su hermosa doctrina por el sendero del bien.

A mis queridos padres quienes me brindaron su confianza permanente, en especial su apoyo moral y espiritual para realizarme como profesional; además de su ejemplo y amor invaluable, a ellos todo mi amor, respeto y gratitud.

A mis hermanos por su apoyo moral y espiritual, incentivándome a seguir siempre adelante superándome constantemente como profesional.

Ruth Graciela

AGRADECIMIENTO

A mi Profesor Asesor Dr. Juan Carlos Ignacio Tantaruna Ocsas, por sus valiosos conocimientos impartidos durante mi formación profesional, sin el apoyo de él no hubiera sido posible la culminación del presente trabajo de Tesis.

A toda la Plana Docente de la Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de Minas, por sus valiosos conocimientos impartidos durante mi formación profesional.

A mis Compañeros de Estudio, quienes con su apoyo moral y espiritual contribuyeron, para que el presente trabajo de Tesis concluya satisfactoriamente.

Ruth Graciela

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
 CAPÍTULO I: ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA	2
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA	2
1.1.1 Formulación del problema.....	3
1.1.1.1. Pregunta general	3
1.2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.3. OBJETIVOS	3
1.3.1. Objetivo general.....	3
1.3.2. Objetivo específico	3
1.4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	5
 CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. ANTECEDENTES.....	4
2.2. BASE TEÓRICA	5
2.2.1. Medición y Fiscalización de Hidrocarburos	5
2.2.1.1. Breve Historia de los Sistemas de Medición de los Hidrocarburos	5
2.2.1.2. Etapas en el Campo para Medición de la Producción de Hidrocarburos	6
2.2.2. Mediciones de Hidrocarburos Fiscalizados	7
2.2.2.1. Medición Manual y Pruebas de Laboratorio (Medición Estática).....	7
2.2.2.2. Medición Automática (Medición Dinámica)	25
2.3. GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS	50
2.4. MARCO REFERENCIAL	50
2.5. HIPÓTESIS.....	52
2.5.1. Hipótesis general	52
2.5.2. Variables	52

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO	54
3.1. ENFOQUE Y DISEÑO.....	54
3.2. SUJETOS DE LA INVESTIGACIÓN	54
3.3. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS.....	54
3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS	54
 CAPITULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	 55
4.1. MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MEDIDORES DE TECNOLOGÍA CORIOLIS UTILIZADOS EN LAS UNIDADES LACT EN EL NOROESTE DEL PERÚ	55
4.1.1. Unidades Lact	55
4.1.1.1. Tipo de probadores	56
4.1.1.2. Calibración de Probadores	58
4.1.2. Criterios de Selección del Tipo de Medidor de Flujo.....	59
4.1.2.1. Consideraciones del Diseño para Medidores de Desplazamiento Positivo. Según Norma API Cap. 5, sección 2	62
4.1.2.2. Condiciones del Diseño para Medidores de Turbina. Según norma API Cap. 5, Sección 3	63
4.1.3. Exactitud de la Medición por Contador Versus el Aforo de Tanques	68
4.1.3.1. Variaciones en las Condiciones de Operación	69
4.1.3.2. Observaciones Inherentes a la Precisión	71
4.2. DISCUSIÓN	72
4.3. PROPUESTA.....	74
4.3.1. Análisis técnico.....	75
4.3.2. Análisis económico.....	80
 CONCLUSIONES.....	 84
RECOMENDACIONES.....	85
BIBLIOGRAFIA.....	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1:	Período de calibración de probadores	59
Tabla 4.2:	Errores típicos debido a la adherencia a las paredes del tanque.....	70
Tabla 4.3:	Especificaciones técnicas del Medidor de Desplazamiento Positivo.....	78
Tabla 4.4:	Especificaciones técnicas del Medidor Másico Tipo Coriolis	78
Tabla 4.5:	Cuadro comparativo de Medidores de Flujo	79
Tabla 4.6:	Cuadro comparativo de las características de los medidores de flujo monofásico	80
Tabla 4.7:	Costos comparativos de los medidores	81
Tabla 4.8:	Costos acumulados de los medidores.....	81
Tabla 4.9:	Resumen de la Propuesta	83

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1:	Panel de Control de Medidor Másico	35
Gráfico 2.2:	Válvulas motorizadas de Controles Locales	36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1:	Vista esquemática de una batería de producción	6
Figura 2.2:	Termómetro de Inmersión Convencional	8
Figura 2.3:	Termómetro Portátil Digital.....	9
Figura 2.4:	Medición directa y Medición indirecta (“ullage”)	12
Figura 2.5:	Muestreador llamado también “ladrón”	13
Figura 2.6:	Muestra corrida	14
Figura 2.7:	Hidrómetro (medidor de la gravedad API)	16
Figura 2.8:	Muestreador de vidrio y lectura de la gravedad API.....	18
Figura 2.9:	Botella que contiene el Tolueno Saturado en Baño María.....	19
Figura 2.10:	Aplicación de Desemulsificador en la muestra a centrifugar.....	20
Figura 2.11:	Centrífuga.....	21
Figura 2.12:	Tubo de prueba cónico.....	21
Figura 2.13:	Parte externa inferior de tubo de prueba cónico (100 cc)	22
Figura 2.14:	Salinómetro electrométrico (Salinómetro, vaso para muestra, electrodos, reactivos y cable eléctrico).....	23
Figura 2.15:	Medidores de desplazamiento positivo	27
Figura 2.16:	Elementos de medición interna de medidor de desplazamiento positivo.....	28
Figura 2.17:	Tren de accesorios móviles	29
Figura 2.18:	Medidores de turbina y sus tres partes principales.....	30
Figura 2.19:	Medidor másico tipo Coriolis.....	32
Figura 2.20:	Tubo Vibrador, Par de fuerzas – Tubo Vibrador y Distorsión en el Cálculo de Masa de Flujo.....	33
Figura 2.21:	Frecuencia Resonante y Medida de la densidad del Fluido	34
Figura 2.22:	Panel de Control de Medidor Másico.....	34
Figura 2.23:	Boleta Diaria de Fiscalización	37
Figura 2.24:	Principio de Medición Ultrasonido	38
Figura 2.25:	Probador Bidireccional.....	39
Figura 2.26:	Probadores bidireccionales que permiten desplazar un fluido a través de una sección de tubería calibrada en forma de U	40
Figura 2.27:	Válvula de 4 vías (parte del probador bidireccional)	42
Figura 2.28:	Alojamiento de la bola	42

Figura 2.29:	Procedimiento de Prueba de los Medidores de Desplazamiento Positivo o Turbinas	43
Figura 4.1:	Clasificación de Medidores de Flujo.....	55
Figura 4.2:	Unidad LACT	55
Figura 4.3:	Tipo de probadores	56
Figura 4.4:	Probador bidireccional	56
Figura 4.5:	Probador bidireccional / Dirección: Derecha a Izquierda	57
Figura 4.6:	Probador bidireccional / Dirección: Izquierda a Derecha	57
Figura 4.7:	Diagrama de calibración de probador bidireccional	58
Figura 4.8:	Fotografía de calibración de probador bidireccional	58
Figura 4.9:	Guía para selección de tipo de medidor	60
Figura 4.10:	Enderezadores de flujo.....	64
Figura 4.11:	Filtro de medidor de turbina.....	64
Figura 4.12:	Termómetros, manómetros, y sensores de presión y temperatura	65
Figura 4.13:	Control del Factor de Medición	67
Figura 4.14:	Ejemplo de linealidad de un medidor de flujo	77
Figura 4.15:	Costos de los Medidores Coriolis y de Desplazamiento Positivo	82

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

BR. RUTH GRACIELA CORONADO CHUYES

**“PROPUESTA DE FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO MEDIANTE UNA UNIDAD DE MEDICIÓN MEJORADA EN EL
NOROESTE DEL PERÚ”**

RESUMEN

El presente trabajo de Investigación que presento lo he realizado con la finalidad de mejorar la competencia, unificar criterios, implementar controles y buscar la eficiencia de los sistemas de medición, dando como resultado la confiabilidad de los mismos; lo cual redundará automáticamente en las economías de las compañías, puesto que los mencionados sistemas de constituyen en custodios de sus intereses.

Preservar el medio ambiente es una de las prioridades en la industria del Petróleo. El modo de producir está cambiando, dependiendo de la zona y el volumen producido. Así en el Nor Oeste los contratistas ejecutan en el corto o mediano plazo, la recolección de petróleo y agua en un solo lugar que puede ser el punto de fiscalización mediante un oleoducto y un acueducto. En este punto de fiscalización el petróleo es tratado para su venta y el agua inyectada al subsuelo. Como todo cambio de sistema implica una comprobación, se verificó que la mediación contabilizada por los medidores automáticos versus la medición manual en el patio de tanques daba una mejor precisión para el método automático. Después con la privatización de Petroperú en lo referente a la exploración / explotación de hidrocarburos los campos se dividieron en lotes que fueron adquiridos por contratistas para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y se comenzó a utilizar medidores de turbina por ocupar menos espacio y peso, considerando previamente las propiedades fisicoquímicas del petróleo. En el año 2000 se comenzó a utilizar medidores de masa por ser completamente automáticos y su precisión no está afectada a variaciones de presión, temperatura, viscosidad y densidad.

Este trabajo tiene por finalidad mejorar el proceso de fiscalización automática de la producción de petróleo con la selección óptima de una unidad de medición en el Nor Oeste del Perú, para corregir el error humano tener en cuenta el mantenimiento oportuno de la unidad de medición para eliminar el error mecánico.

PALABRAS CLAVE: Sistemas de Medición, Medio Ambiente, Fiscalización, Medidores Automáticos, Medidores de Turbina, Medidores de Masa, Unidades de Medición.

NATIONAL UNIVERSITY OF PIURA
FACULTY OF MINING ENGINEERING
PROFESSIONAL SCHOOL OF OIL ENGINEERING

BR. RUTH GRACIELA CORONADO CHUYES

**“PROPOSAL FOR AUTOMATIC AUDITING OF OIL PRODUCTION THROUGH AN
IMPROVED MEASUREMENT UNIT IN THE NORTHWEST OF PERU”**

ABSTRACT

The present research work that I have presented has been carried out with the purpose of improving competition, unifying criteria, implementing controls and seeking the efficiency of measurement systems, resulting in their reliability; which automatically results in the economies of the companies, since the aforementioned systems constitute custodians of their interests.

Preserving the environment is one of the priorities in the Petroleum industry. The mode of production is changing, depending on the area and the volume produced. Thus in the North West contractors execute in the short or medium term, the collection of oil and water in a single place that can be the point of control through an oil pipeline and an aqueduct. At this control point, oil is treated for sale and water injected into the subsoil. Since every change of system involves a check, it was verified that the mediation counted by automatic meters versus manual measurement in the tank yard gave better accuracy for the automatic method. Then, with the privatization of Petroperú in relation to hydrocarbon exploration / exploitation, the fields were divided into lots that were acquired by contractors for hydrocarbon exploration and exploitation activities and turbine meters began to be used to occupy less space and weight, previously considering the physicochemical properties of oil. In 2000, mass meters began to be used because they are completely automatic and their accuracy is not affected by variations in pressure, temperature, viscosity and density.

The purpose of this work is to improve the process of automatic control of oil production with the optimum selection of a measurement unit in the North West of Peru, to correct human error, taking into account the timely maintenance of the measurement unit to eliminate the mechanical error

KEY WORDS: Measurement Systems, Environment, Control, Automatic Meters, Turbine Meters, Mass Meters, Measurement Units.

INTRODUCCIÓN

Mejorar la competencia, unificar criterios, implementar controles y buscar la eficiencia de los sistemas de medición, da como resultado la confiabilidad en los mismos, reduciendo por consiguiente las inconsistencias en la medición y el informe de volúmenes con baja incertidumbre, lo cual redundará automáticamente en las economías de las compañías interesadas, puesto que los mencionados sistemas se constituyen en custodios de sus intereses.

El negocio de la venta de hidrocarburos tiene como base medular el proceso por medio del cual se logra transportar los recursos desde la fuente de la que se obtienen hasta el punto en donde se realizará el respectivo proceso de Fiscalización.

Es de común uso hablar de los elementos esenciales para un Sistema Integral de Producción con los que se logra la extracción de los recursos, como son el yacimiento, el pozo y las instalaciones de superficie. En la industria petrolera existe una gran diversidad de factores que modifican las necesidades que se deben satisfacer para poder realizar de forma óptima la explotación de los recursos; sin embargo, se puede hablar en general de una “ruta clásica”, mencionada líneas arriba, que se repite de manera más o menos igual en la mayoría de los activos de producción en el mundo y por lo tanto en el Nor Oeste del Perú.

A partir de que el recurso hidrocarburo se encuentra en la superficie es más sencilla su medición ya que es posible colocar, monitorear, calibrar, dar mantenimiento, así como todas las operaciones que es necesario realizar en un medidor. La medición en instalaciones superficiales puede ser llevada a cabo en procesos dinámicos o en condiciones de almacenamiento (estática).

Las mediciones dinámicas se realizan por medidores instalados en tuberías que contienen un flujo de fluidos. Existen diversos tipos de medidores que basan su funcionamiento en una gran cantidad de principios físicos. Las mediciones estáticas se realizan cuando los recursos en cuestión se encuentran en almacenamiento y carecen de movimiento. Para las mediciones de este tipo se emplean métodos e instrumentos especializados que permiten conocer los volúmenes existentes de fluido.

La aparición de nuevas tecnologías en los equipos de medición no ha tenido mucho eco en los puntos de medición fiscales, los cuales cuentan en la actualidad con medidores de desplazamiento positivo y turbinas según se trate de líquidos viscosos o livianos respectivamente.

El presente proyecto tiene por finalidad mejorar el proceso de fiscalización automática de la producción de petróleo con la selección óptima de una unidad de medición en el Nor Oeste del Perú para corregir el error humano tener en cuenta el mantenimiento oportuno de la unidad de medición para eliminar el error mecánico.

CAPÍTULO I

ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA

1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

En la última década las compañías operadoras en el país, principalmente las de mayor producción de petróleo pusieron sus esfuerzos para adquirir unidades LACT, debido que sí bien es cierto, que el método manual es válido para la fiscalización, está propenso a una suma de errores tanto en la precisión de la medida con el equipo que se porta (wincha), para el nivel de crudo y el corte de agua, como en la variación de las condiciones de operación vale decir la temperatura, presión y entrada de aire, estos errores son mínimos en casos de tanques de poca capacidad, pero en tanques de gran barrilaje puede involucrar decenas de barriles de pérdida, por fiscalización y cuantificado anualmente representa una significativa pérdida económica para la compañía operadora o receptora.

Además, la automatización redujo los costos de logística, que involucra el proceso de fiscalización ya que las unidades LACT no sólo controlan la cantidad de petróleo que pasa por ésta, sino también monitorea la calidad de dicho petróleo en cuanto al contenido de agua y sedimentos en su unidad de rechazo. El chequeo o calibración del equipo de medición en una unidad LACT es periódica (por norma una vez por semana como mínimo), el cual se hace con el probador que previamente fue calibrado con el método de waterdraw, establecidos por "the National Bureau of Standards".

En cambio, el método manual o aforo de tanques no posee otra forma de chequear sus valores, puede que estén ocurriendo cambios en su estructura causando mermas, por lo que se necesita una urgente cubicación del tanque para reestablecer su precisión.s compañías operadoras en el país, principalmente las de mayor producción de petróleo pusieron sus esfuerzos para adquirir unidades LACT, debido que sí bien es cierto, que el método manual es válido para la fiscalización, está propenso a una suma de errores tanto en la precisión de la medida con el equipo que se porta (wincha), para el nivel de crudo y el corte de agua, como en la variación de las condiciones de operación vale decir la temperatura, presión y entrada de aire, estos errores son mínimos en casos de tanques de poca capacidad, pero en tanques de gran barrilaje puede involucrar decenas de barriles de pérdida, por fiscalización y cuantificado anualmente representa una significativa pérdida económica para la compañía operadora o receptora.

Además, la automatización redujo los costos de logística, que involucra el proceso de fiscalización ya que las unidades LACT no sólo controlan la cantidad de petróleo que pasa por ésta, sino también monitorea la calidad de dicho petróleo en cuanto al contenido de agua y sedimentos en su unidad de rechazo. El chequeo o calibración del equipo de medición en una unidad LACT es periódica (por norma una vez por semana como mínimo), el cual se hace con el probador que previamente fue calibrado con el método de Water Draw, establecidos por "the National Bureau of Standards".

En cambio, el método manual o aforo de tanques no posee otra forma de chequear sus valores, puede que estén ocurriendo cambios en su estructura causando mermas, por lo que se necesita una urgente cubicación del tanque para reestablecer su precisión.

1.1.1. Formulación del Problema

1.1.1.1. Pregunta general

¿En qué se basa la propuesta de fiscalización automática de la producción de petróleo mediante una unidad de medición mejorada en el noroeste del Perú?

1.2. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

La selección óptima de una unidad de medición para la fiscalización automática de la producción de petróleo en el Noroeste del Perú estará de acuerdo con los avances tecnológicos que permita mejorar la medición automática de la cantidad de petróleo de los campos petroleros en tiempo real disminuyendo las incertidumbres introducidas realizando mediciones dinámicas en tierra y estáticas en buques.

La mejora de la medición automática será un aporte valioso por cuanto se calculará equitativamente las regalías que entregará la operadora al estado.

Su instalación reemplaza un trabajo repetitivo hecho por uno o más medidores, que redundaría en un ahorro de tiempo y eliminación del error humano; sin embargo, la medición automática tampoco es exacta debido a la existencia del error mecánico, que, a diferencia del error humano, se puede controlar mejor por una verificación periódica en el mantenimiento y calibración del instrumento.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general

Proponer una Fiscalización Automática en la Producción de Petróleo mediante una Unidad de Medición Mejorada en el Noroeste del Perú que elimine el error humano.

1.3.2. Objetivos específicos

- Evaluar los sistemas de medición existentes para seleccionar una unidad de medición.
- Analizar técnica y económicamente la factibilidad de implementar un sistema de medición automática estableciendo la relación costo-beneficio.

1.4. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación se circunscribe a los centros de recolección de hidrocarburos en el Noroeste del Perú, cuya elaboración tendrá una duración de seis meses y se financiará con recursos propios.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

Para efectos del presente trabajo de investigación se ha considerado como referencia las siguientes tesis:

AUTOR : MENDOZA ELÍAS RICARDO

TITULO : PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA UNIDAD DE MEDICIÓN FISCAL AUTOMÁTICA PARA MEJORAR EL PROCESO DE FISCALIZACIÓN DE CRUDO DE LAS PLATAFORMAS CX – 11 Y CX – 15 EN EL LOTE Z – 1, ZORRITOS, TUMBES

LUGAR Y AÑO : Piura, Perú - 2017

BREVE COMENTARIO: Su objetivo es la factibilidad de la implementación de una unidad de medición fiscal automática para mejorar el proceso de fiscalización de crudo de las plataformas CX -11 y CX – 15 en el Lote Z – 1, Zorritos – Tumbes.

AUTOR : MARTÍNEZ ALVARADO NEPTALÍ

TITULO : FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, UTILIZANDO UNIDADES LACT EN EL NOROESTE DEL PERÚ

LUGAR Y AÑO : Lima, Perú - 2001

BREVE COMENTARIO : Su objetivo es establecer y detallar las pautas a seguir por las partes en lo referente de la operación de fiscalización de petróleo crudo HCT del Lote VI que la contratista, SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC. Sucursal del Perú, entrega a PERUPETRO S. A. y PETROPERÚ S.A. OPERACIONES TALARA en el punto de fiscalización de acuerdo a lo establecido en el contrato de servicios para la explotación de hidrocarburos del Lote VI suscrito entre PERUPETRO S. A. y SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC., SUCURSAL DEL PERÚ y el contrato de compra – venta de petróleo suscrito entre PERUPETRO S. A. y PETROPERÚ S. A. OPERACIONES TALARA.

AUTOR : LUIS ALBERTO FLORES YENQUE

TITULO : RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR) MEDIANTE INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL NOROESTE PERUANO

LUGAR Y AÑO : Lima – Perú, 2009

BREVE COMENTARIO: Su objetivo es mostrar la viabilidad técnico-económica para implementar un proyecto de recuperación mejorada EOR por medio de la inyección de nitrógeno en un reservorio de la cuenca Talara; Restaurar y/o mejorar la presión inicial del reservorio con la finalidad de recuperar la producción de petróleo; Mejorar el proceso de desplazamiento inmiscible en las zonas de petróleo y gas; Mejorar el drenaje por gravitación.

2.2. BASE TEÓRICA

2.2.1. Medición y Fiscalización de Hidrocarburos

2.2.1.1. Breve Historia de los Sistemas de Medición de los Hidrocarburos

Hasta la década de los sesenta, la fiscalización de la producción de petróleo crudo producido en los campos, se efectuaba manualmente; medición que era hecha por personal de las compañías privadas y estatales en explotación en áreas del Noroeste y Selva Central en los puntos iniciales (Patios de Tanques) para luego ser transferidos a las refinerías o embarcados vía marítima o fluvial. La medición se efectuaba bajo procedimientos preparados por cada compañía basados en normas internacionales aceptadas, sin que sean estos procedimientos iguales para cada una de ellas. Ocasionalmente personal de la DGH (Dirección General de Hidrocarburos), intervenía en la supervisión para verificar los inventarios.

El gas no se fiscalizaba, parte se utilizaba en las operaciones de los campos y el resto se liberaba al aire.

A partir de la década de los setenta y con el comienzo de la explotación de petróleo en la Selva Norte y además en el contrato de recuperación secundaria en el Noroeste (Lote X), se inició la implementación de la medición automática del petróleo crudo de parte de la contratista Occidental Petroleum utilizando medidores de desplazamiento positivo, con la supervisión de Petroperú. Como todo cambio de sistema implica una comprobación, se verificó que la medición contabilizada por los medidores automáticos versus la medición manual en patio de tanques daba una mejor precisión para el método automático. Luego con la privatización de Petroperú en lo referente a la exploración/explotación de hidrocarburos, los campos se dividieron en varios lotes que fueron adquiridos por contratistas para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; así mismo se comenzó a utilizar medidores de turbina por ocupar menos espacio y peso, considerando previamente las propiedades fisicoquímicas del petróleo. Para el año 2000 se comenzó a utilizar medidores de masa por ser completamente automáticos y su precisión no está afectada a variaciones de presión, temperatura, viscosidad y densidad.

En lo referente al gas, este hidrocarburo comenzó a tener importancia para fines petroquímicos y de energía eléctrica; por ello, algunas contratistas, para el proceso de fiscalización, utilizan el integrador mecánico para el cálculo del volumen de gas y el poder calorífico de este mediante un análisis en el laboratorio; otras contratistas, si los volúmenes lo justifican, emplean equipos completamente automáticos: la computadora de flujo de gas y el cromatógrafo en los puntos de fiscalización, para determinar el volumen y los BTU respectivamente.

2.2.1.2. Etapas en el Campo para Medición de la Producción de Hidrocarburos

Las baterías son plantas de producción encargadas de recibir los fluidos de los pozos cercanos a esta instalación. Su función es separar los fluidos como: el gas, petróleo y agua. Una vista esquemática de una batería de producción se muestra en la Figura N° 2.1; los equipos principales de esta son: separadores, medidores de fluido, depuradores de gas (Scrubber), tratadores de emulsión, tanques, bombas de transferencia, válvulas, accesorios de gasfitería, etc.

Los recorredores de producción apuntan diariamente en la hoja de su reporte, (por lo general las primeras horas de la mañana) la lectura del contómetro de los medidores de volumen correspondiente al total de la batería y pozos de prueba, haciendo uso de la regla de medición, toman el nivel de los tanques para determinar las existencias, a la vez que sacan una muestra del crudo para hallar el BS&W, API y las cartas de los medidores de gas colocando otras nuevas. Toda esta información la llevan a la oficina para que se calcule la producción de petróleo y gas.

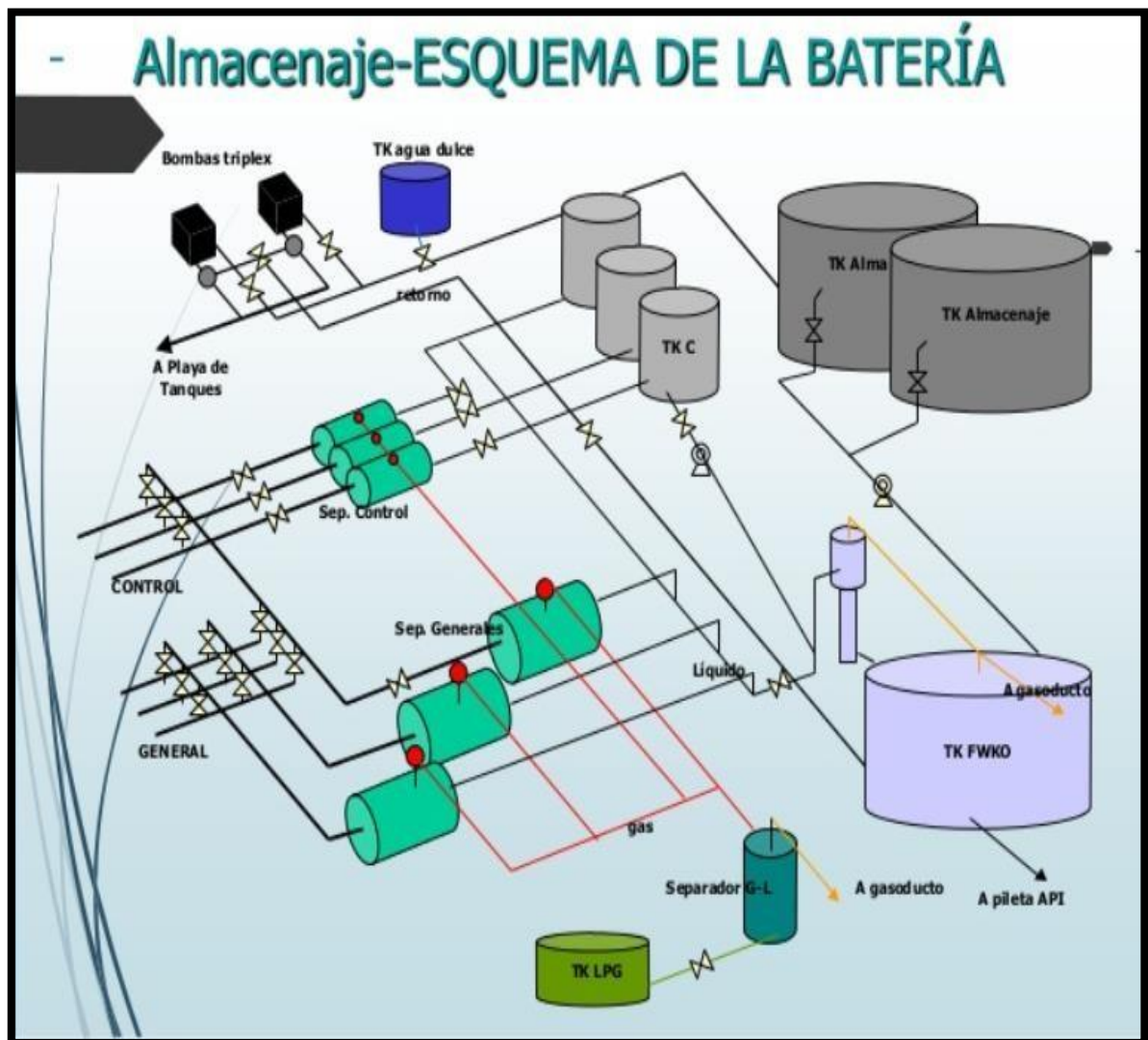


Figura 2.1. Vista esquemática de una batería de producción.

Fuente: Batería de producción – La Comunidad Petrolera, <https://>Diccionario>B>

El agua se deposita en pozas de sedimentación, que, por el largo proceso de reposo, pequeñas cantidades de petróleo se acumulan en las superficies que de tiempo en tiempo se recuperan y se bombean a los tanques. El agua libre se pierde por evaporación y por filtración.

Los reportes por baterías preparados en la oficina, es una información interna que no tiene carácter oficial, es utilizada por los supervisores de producción para conocer si la producción es normal o hay uno o más pozos que se sospecha que están operando anormalmente.

La producción de las baterías es bombeada a un tanque o Patios de Tanques, para ser medida. Al total se le adiciona o resta las existencias que quedan en el campo; de esta manera se obtiene la producción diaria del Lote.

El gas es medido en cada batería. Parte de lo producido se utiliza como combustible para generar energía a los diferentes equipos de producción en el campo; el resto se transfiere al gaseoducto recolector (gas húmedo) cuyo punto final son las Plantas de Absorción, donde se recuperan los hidrocarburos en forma separada; productos tales como: propano, butano, hexano, y gasolina natural. El resto es un gas seco que se emplea como combustible para las plantas termoeléctricas.

Preservar el medio ambiente es una de las prioridades en la industria del Petróleo. El modo de producir está cambiando, dependiendo de la zona y el volumen producido. Así en el Noroeste las contratistas ejecutan en el corto o mediano plazo, la recolección de petróleo y agua en un solo lugar que puede ser el punto de fiscalización mediante un oleoducto y un acueducto. En este punto de fiscalización el petróleo es tratado para su venta y el agua inyectada al subsuelo.

Los adelantos tecnológicos, implican automatización del campo y transmisión de la información vía control remoto, a la vez que se refiere la capacitación del personal, sobre todo el de mando medio.

2.2.2. Mediciones de Hidrocarburos Fiscalizados

2.2.2.1. Medición Manual y Pruebas de Laboratorio (Medición Estática)

La medición manual se efectúa en las operaciones, en el Patio de Tanques, con los tanques calibrados y sus tablas de calibración (de cada uno) aprobados por la DGH, cuando estos tanques sean reparados y sus dimensiones afectadas, se pedirá necesariamente una nueva calibración debiendo ser nuevamente aprobadas las tablas por la DGH. Las medidas a efectuarse se harán siguiendo los estándares API y ASTM, estando los tanques en reposo para que los resultados sean los más correctos.

I. Medida de la Temperatura

1) Medida de la Temperatura: Termómetro de Inmersión Convencional

El volumen del petróleo varía con respecto a la temperatura, como tal es necesario determinar ésta, a fin de referir el volumen a una base estándar de 60°F (o 15°C) adoptada por la industria del petróleo. Para efectuar la medición que hace uso de un termómetro ASTM del tipo de inmersión total graduado de 0 – 180°F (exactitud ± 0.50 °F) que es más usual en las operaciones. El termómetro se acopla a un soporte de madera que lleva en su extremidad inferior una copa metálica de 6.1 pulgadas cúbicas o

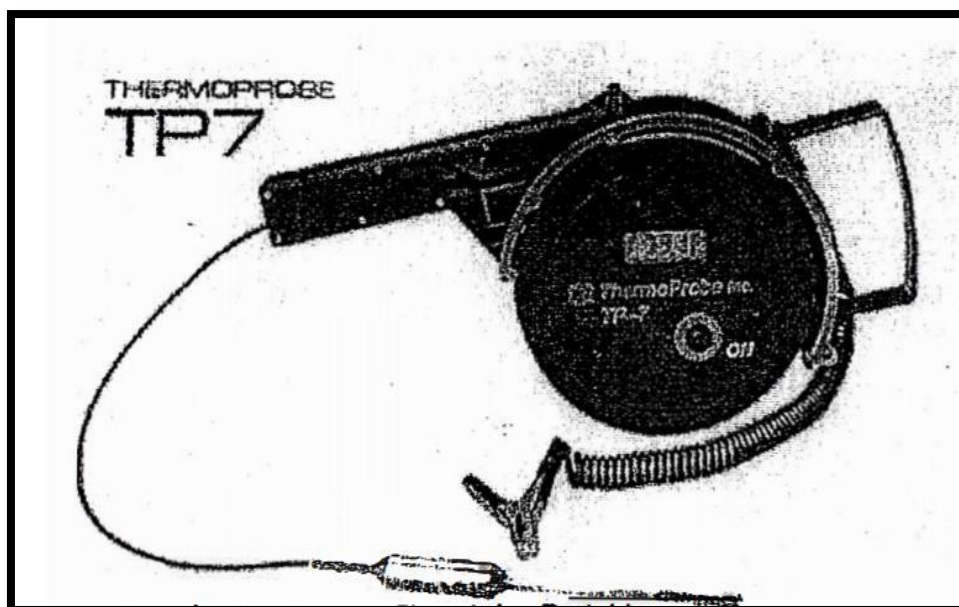


Figura 2.3. Termómetro Portátil Digital.

Fuente: Métodos empleados en la supervisión de cargas y descargas de hidrocarburos líquidos en el litoral peruano, Félix Humberto Chapoñán Aricoché (2005).

Toda la unidad incluyendo la sonda y cable debe ser certificado por una unidad de seguridad, para equipos electrónicos que usan productos inflamables, que pueden acumular electricidad estática.

A) Procedimiento

El procedimiento está de acuerdo con la norma API, Capítulo 7, sección 3.

1. Conectar a tierra el instrumento antes de abrir la escotilla del tanque. Verificar que el punto esté bien hecho.
2. Verificar el estado de la batería antes y después de la prueba.
3. Seleccionar el rango de temperatura de acuerdo con los registros anteriores.
4. Bajar la sonda a la profundidad determinada.
5. Levantar y bajar un pie de la profundidad determinada las veces necesarias para obtener la lectura estable. De acuerdo con la gravedad API observada el tiempo de permanencia recomendado de 45 segundos para crudos entre 20° a 40° API y 75 segundos para crudos menores de 20° API. Para más información ver tabla al final del párrafo.
6. Después que la temperatura se ha estabilizado y no varía más de 0.2°F o (0.1°C) leer y apuntar el valor obtenido.
7. Repetir los pasos 4,5 y 6 si se tienen que tomar otras temperaturas en otros niveles.
8. Determinar la temperatura promedio.
9. Aproximar la temperatura promedio hasta el más próximo 1°F.
10. Limpiar la sonda y el ensamblaje de éste con un solvente adecuado y secarlo, teniendo más cuidado cuando se ha medido crudos pesados.

B) Observaciones

En tanques menores de 5,000 Bls de capacidad, una sola medida de temperatura se requiere, sumergiendo el termómetro hasta el punto medio de la columna de fluido.

En tanques de capacidades mayores de 5,000 BIs el siguiente procedimiento se seguirá: cuando el contenido de fluido es 10 ft. o más, se tomarán 3; una temperatura en la mitad del tercio superior, en el centro y en la parte más baja del tercio inferior. La temperatura representativa será el promedio aritmético de estas 3 temperaturas. Si el contenido del fluido es menor de 10 ft, sólo será necesario tomar una temperatura en el punto medio.

C) Notas

- a) Algunos termómetros digitales llevan una plomada de alta capacidad térmica localizada encima de la sonda, con la finalidad que ésta se mantenga vertical.
- b) Los termómetros nuevos deben ser estandarizados en el laboratorio comparándolo con un termómetro patrón certificado por el “National Bureau of Standard” (NBS); la precisión como resultado de la comparación debe ser $\pm 5^{\circ}\text{F}$.
- c) Una vez por mes se verificará el correcto funcionamiento del medidor digital, comparándolo con el termómetro patrón midiendo dos o más temperaturas diferentes. Si no se logra la precisión indicada podría deberse a:
 - La unión del cable con la sonda podría estar mecánicamente dañada.
 - El cable aislado podría tener cortes, roturas o desgastes.

II. Medida del Agua Libre

A) Procedimiento

1. La medición del agua libre se obtiene introduciendo por la boca del tanque hasta tocar el fondo de este, una regla de bronce de 3´-6” de largo por lo menos, suspendido por medio de un cordel, cubierta de una pasta sensible al agua, en contacto con esta. El uso de tiza en vez de pasta está prohibido.
2. Deje la regla en el fondo por lo menos 2 minutos.
3. Saque la regla y observe el cambio de coloración, considere como contacto agua-petróleo la marca nítida superior.
4. Apunte la profundidad del contacto agua-petróleo, que servirá para estimar el volumen de petróleo por fiscalizar y colocar la boca del sifón a más o menos de 3 pies sobre el contacto.

A veces la marca agua-petróleo no es nítida y es difícil de leer. Ello se debe a que, en el fondo, el petróleo está emulsionado, entonces se repetirá el procedimiento colocando la regla más arriba hasta determinar un contacto claro. Si el tanque no tiene sifón, y la válvula de descarga se encuentra dentro de la porción emulsionada, entonces se deberá bombear la porción emulsionada a otro tanque, o se esperará hasta que las condiciones de calidad mejoren.

B) Observaciones

Una medida correcta del agua libre se obtiene cuando el tanque está en reposo. En caso contrario, si está en movimiento, es decir recibiendo petróleo, los mencionados niveles de separación se pierden por completo y como consecuencia, el corte de agua libre obtenido es una cifra estimada que puede conducirnos a errores. Como tal, en condiciones normales y con fines de fiscalización es recomendable tomar la medida cuando el tanque está en reposo, por lo menos 36 horas y media hora después de una descarga.

III. Medida de Líquido

Los procedimientos para la medición manual de los tanques se realizan conforme al API estándar 2545 y ratificado por el ASTM. D 1085-65; el cual se muestra en el API Capítulo 3 sección 1.

La medición se efectúa con una cinta metálica flexible de acero inoxidable de $\frac{1}{2}$ o $\frac{3}{8}$ de ancho, graduada en $\frac{1}{8}$ " o $\frac{1}{10}$ ", siendo las longitudes variables 18', 48', 60' y 100'. En el extremo lleva una plomada de acero resistente a la corrosión, conectada mediante un swivel, la plomada debe tener suficiente peso, por lo menos 20 onzas como para mantener la cinta en posición vertical, su longitud varía de 6" a 12" (6" es preferible).

Hay dos métodos de medición: el directo e indirecto. El método directo es el más comúnmente usado; en cambio el indirecto es empleado en aquellos tanques donde la medición directa no tiene el grado de confianza, debido a la forma y constitución de estos, que impide mantener la verticalidad de la cinta.

En el procedimiento de medición para ambos métodos se toma en consideración las recomendaciones del API ya indicadas; la medición debe efectuarse antes y después de haberse entregado el producto para determinar el volumen transferido, el cual después se corregirá a las condiciones estándar de temperatura a 60°F.

1) Medición Directa

Es la distancia desde el plato de referencia ubicado en el fondo del tanque a la superficie del petróleo, se obtiene bajando una cinta con la plomada adherida (Figuras 2.4) hasta que la punta de ésta toque sensiblemente al plato. Lea como medida el punto de coincidencia de la marca de referencia que tiene el tubo de medición en el tanque, con la cinta, si se trata de tanques de techo flotante. En caso de tanques de techo fijo, envuelva la cinta hasta encontrar la marca más superior de la porción mojada por el petróleo, ésta se registrará como nivel o altura del líquido, comprobar que la profundidad de la cinta coincida con la altura de calibración del tanque.

Procedimiento

1. Antes de tomar la medida, estar seguro de que la superficie o nivel de petróleo esté en reposo o libre de espuma.
2. Tome un tiempo prudencial para que el gas se libere antes de efectuar la medida.
3. Usar el mismo punto de referencia en la escotilla del tanque para comprobar el fondo y la verticalidad de la cinta.
4. Tome 2 o más medidas por cada medición hasta obtener 2 que sean iguales. Asegúrese que la cinta esté en buen estado sin torceduras o abolladuras, los números y graduaciones legibles; nunca use cintas acopladas o plomadas gastadas con más de $\frac{1}{16}$ " en la punta.

En el caso de techos flotantes, evitar pesos adicionales, como grupo de personas paradas alrededor del tubo de medición o agua estancada sobre el techo capaz de producir una depresión que haga variar la marca de referencia existente en la boca de medición.

Apuntar en una libreta las medidas obtenidas inmediatamente después de efectuada la medición

2) Medición Indirecta

Llamada también “ullage”, es la distancia medida desde la superficie del petróleo hasta el punto fijado como marca de referencia en la boca de medición. La medida se obtiene bajando la cinta metálica con una plomada de sección transversal rectangular (Figura 2.4), el cero de la cinta coincide con el punto de unión de la plomada. Cuando se efectúe este tipo de medición, la plomada debe salir parcialmente mojada, manteniendo la verticalidad de la cinta, al tacto se percibe cuando la plomada toca el nivel del fluido. Para conocer el espacio libre real habrá que agregarle a la longitud de la cinta la parte no mojada de la plomada. El volumen del líquido contenido se obtiene indirectamente por diferencia.

Observaciones

Antes de efectuar las mediciones, es necesario verificar que la línea de desplazamiento o entrega esté completamente llena con producto similar al que se va a fiscalizar, en caso contrario, tendrá que circularse con el producto de otro tanque que tenga las mismas propiedades del tanque a fiscalizar de preferencia.

Con el uso en las paredes interiores de los tanques se pueden depositar incrustaciones tales como; brea, parafina, moho, compuestos químicos, que afecten la calibración del tanque, dando resultados inexactos. Por ello debe exigirse a los Operadores el cumplimiento del Programa de Mantenimiento de los Tanques.

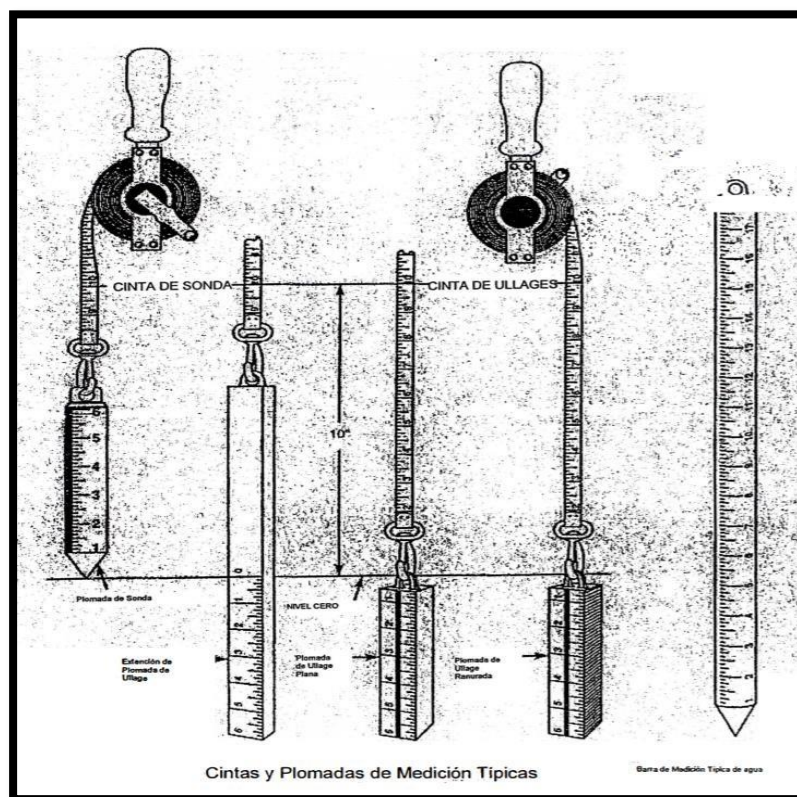


Figura 2.4. Medición Directa y Medición Indirecta (“ullage”).

Fuente: Métodos empleados en la supervisión de cargas y descargas de hidrocarburos líquidos en el litoral peruano, Félix Humberto Chapoñán Aricoché (2005).

IV. Muestreo

El método de muestreo se ha tomado como base la norma API capítulo 8 sección 1, y el estándar API 2500.

Las muestras obtenidas de los tanques normalmente son utilizadas para determinar la gravedad específica (API) y el agua emulsionada con sedimento (BS&W). Pero en casos especiales también se emplea para determinar propiedades físicas y químicas del petróleo en el laboratorio; como tal es conveniente que las muestras a tomarse sean homogéneas del tope al fondo, pero en la práctica a veces no ocurre así, por estar el fondo del tanque sucio. Sin embargo, la muestra es aceptable si se cumplen con las siguientes condiciones:

- El contenido del fondo tales como lodo, agua emulsionada, estén nítidamente separadas por el petróleo a fiscalizar.
- Que el tanque disponga de un sifón o tenga más de una válvula de descarga
- Que la muestra tomada no contenga estos productos contaminantes.

Equipo

Se utiliza un muestreador llamado “ladrón” (Figura 2.5) construido de un metal resistente cuya capacidad es de $\frac{1}{4}$ de galón. El fondo está revestido de plomo para facilitar la inmersión, en la parte superior lleva un corcho como tapón y una agarradera metálica, un cordel es utilizado para sumergir el muestreador, previamente anudado al corcho como a la agarradera.

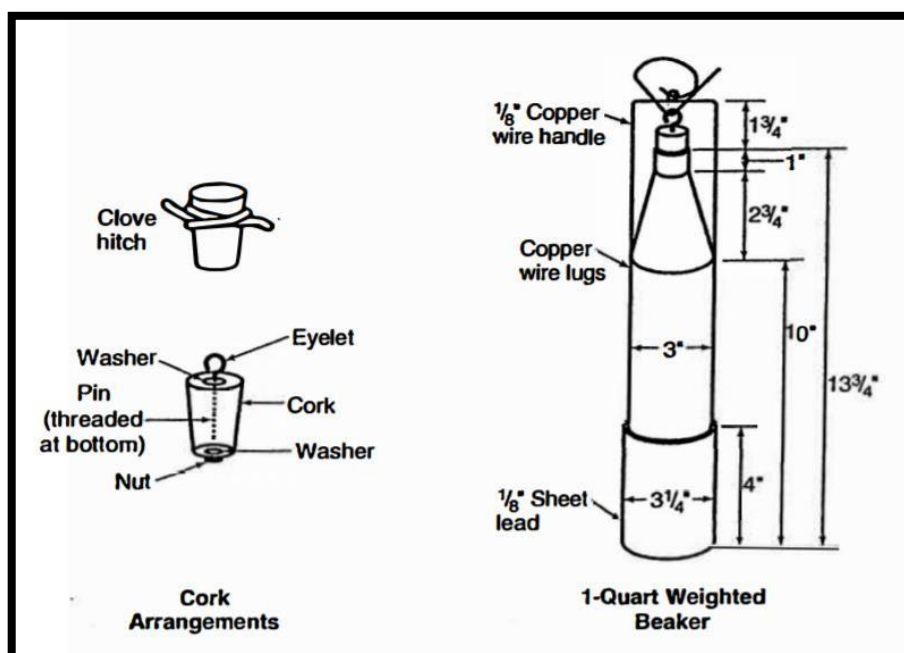


Figura 2.5. Muestreador llamado “ladrón”.

Fuente: Métodos empleados en la supervisión de cargas y descargas de hidrocarburos líquidos en el litoral peruano, Félix Humberto Chapoñán Aricoché (2005).

La boca del muestreador es de 2 tamaños: la de $1\frac{1}{2}$ " de diámetro es usada para crudos pesados, petróleos combustibles y en general para productos pesados; la de $\frac{3}{4}$ " de diámetro se usa para crudo liviano, combustible Diesel, destilado, petróleo lubricante liviano, gasolina y productos similares.

Métodos de Muestreo

En nuestras operaciones se hace uso de dos métodos, ellos son la Muestra Corrida y La Muestra Fija.

A) Muestra Corrida

Es la muestra representativa del fluido contenido en un tanque, desde la brida de salida hasta el nivel del líquido.

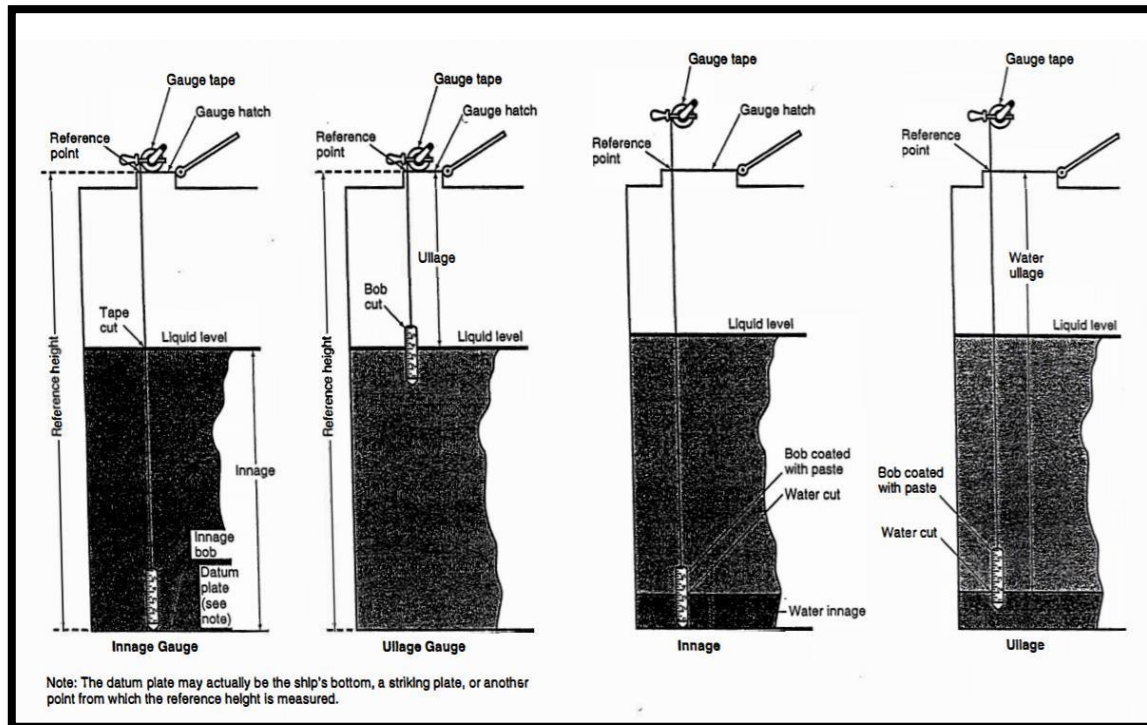


Figura 2.6. Muestra Corrida.

Fuente: Métodos empleados en la supervisión de cargas y descargas de hidrocarburos líquidos en el litoral peruano, Félix Humberto Chapoñán Aricoché (2005).

Procedimiento

1. Seleccione el muestreador, eligiendo el tamaño correcto, de acuerdo con las propiedades de la muestra. El muestreador debe estar limpio, seco y libre de cualquier sustancia contaminante.
2. Introduzca el muestreador atado y tapado hasta el centro de la brida de descarga (Figura 2.6). Si el nivel de agua se encuentra encima de la brida de descarga, es necesario desaguar el tanque antes de muestrear, de todas maneras, la profundidad máxima a bajar la botella es un pie arriba del nivel de agua. Asegúrese que el muestreador y el tapón estén completamente limpios antes de tomar la muestra, de lo contrario estamos en riesgo de obtener los resultados incorrectos.
3. Quite el tapón o corcho, dando un impulso al cordel, cuando la botella esté en la profundidad deseada.
4. Inmediatamente después de sacar el corcho, proceda a subir el muestreador hacia la superficie a una velocidad uniforme, con el fin de llenar el recipiente hasta el 75% de su capacidad (3/4" partes) o un máximo de 85%. Si la botella sale llena, repetir el procedimiento.
5. Tape con el corcho, el muestreador una vez tomada la muestra o vacíe el contenido en otro recipiente adecuado como botella previamente limpia y seca, proceda a taparlo también.

B) Muestra Fija

Es una muestra representativa del fluido a una profundidad determinada. De acuerdo al lugar donde se ha tomado, se denominan así:

Muestra superior

- Es la obtenida en la mitad del tercio superior del fluido contenido en el tanque.

Muestra de centro

- Es la obtenida en el punto medio del fluido.

Muestra inferior

- Es la obtenida en la mitad del tercio inferior del fluido

Muestra de tope

- Es la tomada a 6 pies debajo del nivel del fluido.

Muestra de descarga

- Es la tomada en el centro de la brida de descarga.

Muestra de piso

- Es la obtenida en el fondo del tanque, se toma generalmente para chequear el agua, barro, sedimento.

Muestra compuesta de un tanque

- Es la mezcla proporcional de las muestras superior, centro e inferior. En tanques de sección transversal uniforme, la mezcla se hará en partes iguales, siempre y cuando no haya variaciones saltantes en las propiedades del crudo de cada uno de los tercios.

Muestra compuesta de varios tanques

- Es la resultante de mezclar las muestras compuestas de cada tanque en forma proporcional al volumen del líquido contenido en cada uno de ellos.

Procedimiento

1. Seleccione el muestreador con el tamaño de abertura correcto. El muestreador debe estar limpio, seco y libre de cualquier sustancia contaminante.
2. Introduzca el muestreador atado y tapado a la profundidad deseada. Asegúrese que el muestreador y corcho estén completamente limpios antes de tomar la muestra.
3. Quite el tapón dando un impulso al cordel (jalando), para tomar la muestra a la profundidad designada.
4. Deje el muestreador suspendido hasta que se llene, se conoce porque cesa el burbujeo, luego proceda a sacar el muestreador.
5. Vacíe una porción del producto en una botella y tápela con un corcho o vierta el contenido en otros recipientes adecuados. Posteriormente se tomará en cuenta la forma como deben ser limpiados estos.

Limpieza

El uso de solventes debe ser utilizado para remover sedimentos o suciedad provenientes de anteriores muestras. Los recipientes se lavan con jabón enjuagados con agua del caño y finalmente con agua destilada, luego se secarán pasándolos por una corriente de aire tibio, o colocándolos en una fuente de calor a una temperatura de 40 °C (140 °F) o mayor, cuando estén secos se guardarán inmediatamente para ser usados en otras pruebas. La forma corriente como se hace en el campo es lavarlos con jabón y enjuagarlos con agua limpia, los sedimentos o suciedad deben ser eliminados.

V. Determinación de la Gravedad Específica

La gravedad es una propiedad determinante de la calidad de crudo; gravedad específica o API significa lo mismo, pero con diferentes unidades de medición. La gravedad específica del petróleo es la relación del peso de un volumen dado de petróleo a 60 °F al peso de igual volumen de agua destilada a 60 °F.

La gravedad API es la inversa de la gravedad específica, es una escala arbitraria hecha así, para darnos un margen amplio en la determinación de la gravedad de un crudo o derivados del petróleo y así obtener resultados lo más exactos posibles. La relación matemática es la siguiente:

$$^{\circ}\text{API} = 141.5 / \text{Grav. Esp.} - 131.5$$

Equipo

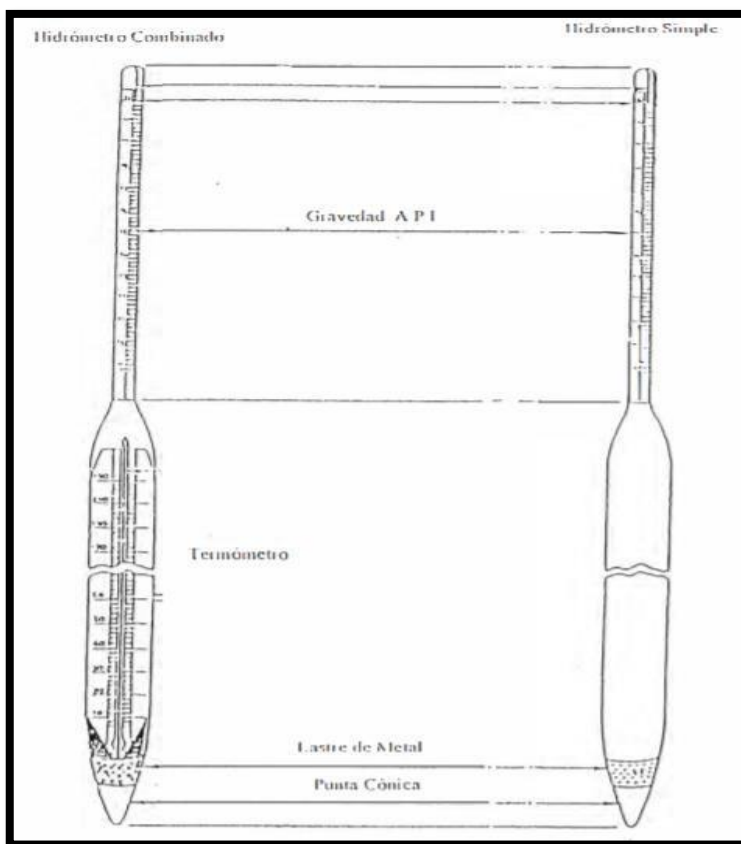


Figura 2.7. Hidrómetro (medidor de la gravedad API).

Fuente: Evaluación de la Producción Fiscalizada en el Noroeste Peruano, Víctor Gutiérrez Sánchez (2001).

La medición de la gravedad es tomada con un instrumento llamado hidrómetro (Figura 2.7) de acuerdo con las especificaciones ASTM-E 100. Estos son de 2 tipos: el combinado es utilizado para obtener resultados rápidos; el segundo cuando se desea determinar gravedades API con bastante exactitud, en este caso se tendrá que hacer uso de un termómetro para conocer la temperatura de la muestra. Ambos tipos de hidrómetros están graduados API.

Los hidrómetros son de vidrio, en la parte inferior llevan un peso de plomo o mercurio, con el objeto de darle al instrumento la verticalidad necesaria. El cuerpo central es utilizado algunas veces para insertar un termómetro de rango 20-30°F ó 60-200°F con divisiones de 2°F.

El vástago o porción superior debe estar sumergido parcialmente en el líquido a medirse; este lleva la escala API con graduaciones que están fijadas dentro de los intervalos 0-100, para facilitar la lectura se dispone de rangos parciales cuyas divisiones son 1/10. Los hidrómetros más comúnmente usados varían entre los siguientes rangos:

De 9 a 21 °API

De 10 a 21 °API

De 19 a 31 ° API

De 29 a 41 °API

De 39 a 51 °API

De 49 a 61 °API

Procedimiento (según normas del API del capítulo 9 sec.1)

La muestra utilizada para determinar el API, debe ser una muestra representativa del contenido de petróleo (o derivados) presente en el tanque designado en conocer sus propiedades tales como el API.

1. Vierta lentamente la muestra en un recipiente cilíndrico (Figura 2.8) preferible de vidrio; el diámetro interior debe ser por lo menos 25 mm mayor que el diámetro exterior del hidrómetro. El recipiente debe estar colocado en posición vertical, libre de corrientes de aire, asegúrese que la temperatura de la muestra no cambie apreciablemente, durante el tiempo que dura la prueba, si esta cambia en más de 2°C (5 °F), se requerirá mantener las condiciones ambientales (caseta o laboratorio) a una temperatura constante. Evitar la formación de burbujas y así reducir al mínimo la evaporación de los componentes livianos. Si se ha producido el burbujeo, la espuma debe ser retirada previamente con un pedazo de papel de filtro.

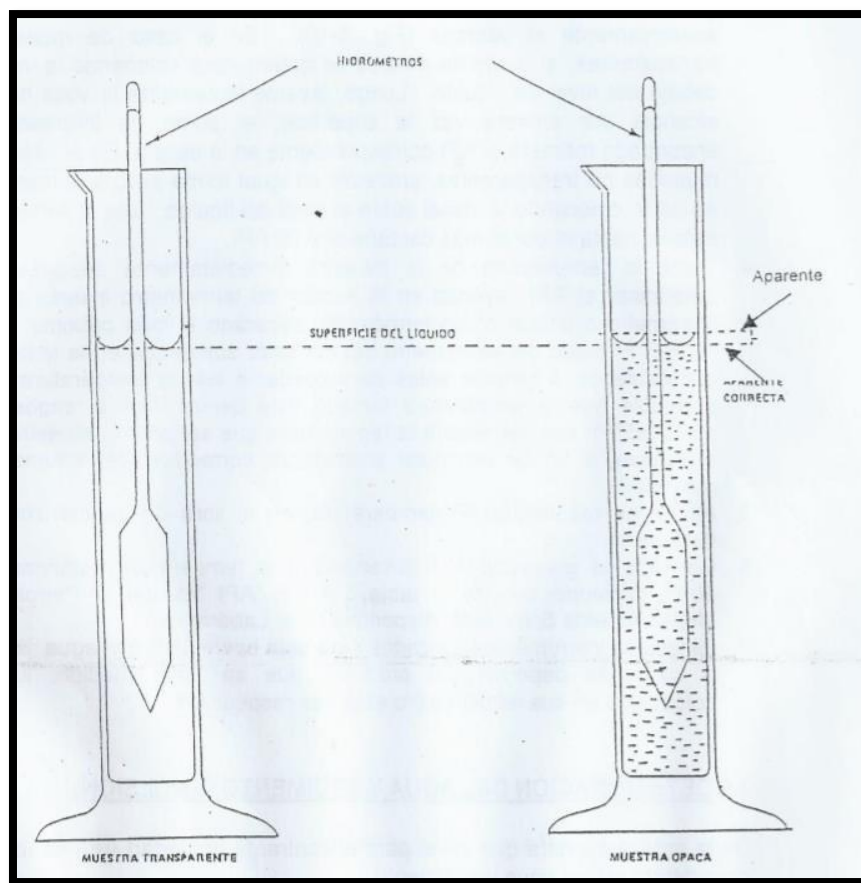


Figura 2.8. Muestreador de vidrio y lectura de la gravedad API.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

2. Sumerja el hidrómetro dejándole que flote libremente sin rozar las paredes del receptáculo, el espacio libre entre el extremo del hidrómetro y el fondo del recipiente debe estar por lo menos a 25 mm. Evitar que el vástago se moje encima del nivel del líquido.
3. Estando en reposo el hidrómetro, procédase a leer el API en escala graduada, en el punto en el que la superficie de la muestra corta aparentemente el vástago (Figura 2.8). En el caso de muestras transparentes, el punto de medida se determinará colocando la visual debajo del nivel del líquido. Luego, levante lentamente la vista hasta alcanzar por primera vez la superficie, el punto de intersección encontrado marcará el API correspondiente en la escala. En el caso de muestras no transparentes, proceder en igual forma, pero a la inversa, es decir, colocando la visual sobre el nivel líquido, lea el API en la escala, hasta el punto más cercano al 0.05 API.
4. Tome la temperatura de la muestra inmediatamente después de determinar el API, leyendo en la escala del termómetro inserto en el hidrómetro o utilizando un termómetro separado al más próximo 2°C (5°F). El bulbo del termómetro deberá estar sumergido en la muestra por lo menos 3 minutos antes de proceder a leer la temperatura. Es preferible que la temperatura tomada este dentro de los rangos de $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($\pm 5^{\circ}\text{F}$), con respecto a la temperatura que se tomó la muestra en el tanque, a fin de minimizar errores por corrección del volumen y gravedad.
5. Anote los resultados API-temperatura, en el libro de control abierto para tal fin.
6. Convertir la gravedad API observada a la temperatura estándar de 60°F, haciendo uso de la tabla 5-A del “API Manual of Petroleum Measurements Standards” disponible en el Laboratorio.
7. Limpie los instrumentos utilizados para esta operación, con agua, jabón o solventes depende del producto que se haya medido, luego colóquelos en sus estuches y/o estantes respectivos

VI. Determinación del Agua y Sedimento Básico (BSW)

De la misma muestra que sirvió para encontrar la gravedad API, se usará para encontrar el agua y sedimento.

El método general es por centrifugación, cuyos resultados son aceptables para operaciones de rutina; sin embargo, este método no da resultados exactos porque la cantidad es siempre menos que la encontrada por destilación. Las diferencias se acentúan a medida que aumentan la emulsión contenida en el petróleo. Este método cumple con las especificaciones API Cap.10 Sec.3 y el ASTM D 473.

Suministros



Figura 2.9. Botella que contiene el Tolueno Saturado en Baño María.

Fuente: Quimipetrol Perú S.A.C.

- **Tolueno:** Es un solvente inflamable, toxico, debe evitarse respirar el vapor y proteger los ojos, manténgase el recipiente siempre cerrado, cuando no se usa. Para fines de esta prueba debe cumplir con las regulaciones del ASTM D362 o el "Ip Specification of Toule" las características más saltantes son:

Color (APHA)	10
Punto de ebullición	110.6 °C
Residuo después evapora	0.001%
Compuestos de sulfuros	0.003%

El Tolueno que se expende, es generalmente seco (exento de agua), pero es soluble esta sustancia en el agua que s incrementa con la temperatura. El porcentaje de disolución es de +-

0.03% a $21 \pm 1^\circ\text{C}$ (70°F) a 0.17% a 70°C (158°F) (Figura 2.9). Esto podría afectar la determinación exacta del agua y sedimento, por ello es recomendable saturar el Tolueno a usarse previamente de acuerdo al procedimiento expuesto en el Apéndice A del API Cap. 10 Sec.3, en el rango de temperatura que se determine en la prueba.

- **Desemulsificador:** Debe usarse un desemulsificador para mejorar la separación del agua contenida en la muestra y prevenir la adherencia a las paredes del tubo de prueba.



Figura2.10. Aplicación del Desemulsificador en la muestra a centrifugar.

Fuente: Quimpetrol Perú S.A.C.

Equipo

Está constituido de las siguientes partes:

1) Centrífuga

Es un aparato diseñado para producir movimiento giratorio de dos o más paredes de tubos de prueba colocados convenientemente en alojamientos especiales ubicados en su interior.

La velocidad de giro es controlada mediante un reóstato. Para obtener la fuerza relativa de centrifugación (frc) variable entre 600-800 frc.

Todas las piezas móviles son construidas de material resistente y probado para soportar la máxima fuerza de centrifugación.

Este aparato lleva exteriormente una cubierta metálica protectora para prevenir accidentes que pudieran producirse al romperse cualquier parte móvil cuando éstas estén en movimiento.

La centrifugadora debe contar con un termostato, durante la prueba a $60^\circ\text{C} \pm 3^\circ\text{C}$. O ($140^\circ\text{F} \pm 5^\circ\text{F}$).



Figura 2.11. Centrífuga.
Fuente: Quimpetrol Perú S.A.C.

Para determinar los RPM (revoluciones por minuto de giro) de la centrifugadora, será necesario primero conocer el diámetro de giro, el cual se obtiene midiendo en pulgadas los extremos de 2 tubos opuestos como que estuvieran en movimiento.

Los RPM están en razón directa a la fuerza relativa de centrifugación (fcr) y en razón inversa al diámetro de giro (pulgadas). En general, los fcr varían entre 600 a 800.

Para calcular la velocidad de rotación por minuto (RPM), se aplica la siguiente fórmula:

$$RPM = \sqrt{\frac{fcr}{d}}$$

2) Tubos de prueba

Estos tubos son de 2 formas: de pera o cónico, construidos con vidrio resistente al movimiento y temperatura, las dimensiones y graduaciones son mostradas en las (Figura N° 2.11 y Figura N° 2.12). En su extremo superior se lleva un corcho para tapar el tubo una vez que el fluido ha sido vertido y antes de colocarlos a la centrifugadora.

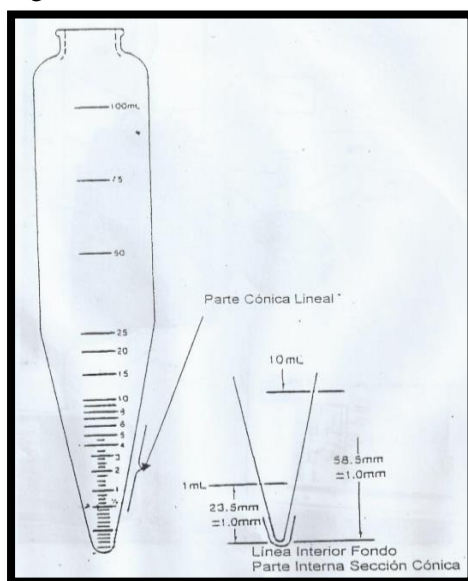


Figura 2.12. Tubo de prueba cónico (100 cc).

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

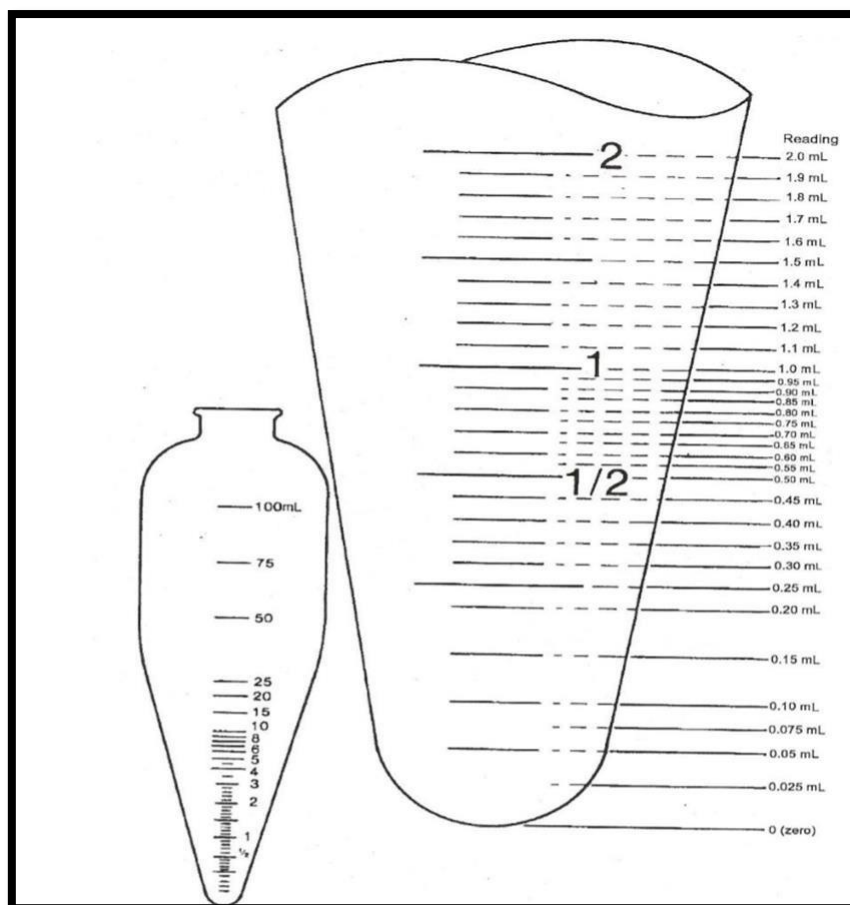


Figura 2.13. Parte externa inferior de tubo de prueba cónico (100 cc).

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

3) Baño

El baño es un recipiente metálico de forma rectangular provisto de un termostato, para mantener el agua a una temperatura constante, en una de sus esquinas lleva una ranura para colocar el termómetro. La profundidad será suficiente para sumergir los tubos de prueba.

Procedimiento

1. Seleccione el tipo de tubo centrífugo, de forma cónica o pera de acuerdo al receptáculo de la centrifugadora, preferible que estos estén graduados de 0 a 100 cm³.
2. Vierta 50 cm³ de la muestra (previamente agitada) en cada uno de los 2 tubos de prueba, luego añada 50 cm³ de solvente Tolueno, con agua saturada a 60°C (140°F) o 49°C(120°F), seguidamente agregue 0.2 mililitros de desemulsificante en cada uno de los tubos.
3. Tape los tubos con un corcho y agite vigorosamente la mezcla, para diluir bien la muestra en el solvente, invirtiendo la posición de los tubos por 10 veces.
4. Sumerja los tubos por lo menos hasta su marca superior (100 cm³) en un baño de agua calentada a 140°F +5°F por 15 minutos. Durante el proceso agitar, para asegurarse que la mezcla petróleo-solvente es uniforme.
5. Coloque enseguida los tubos en la centrifugadora en posición opuesta entre ellos, para establecer un balance de fuerzas.

6. Dele marcha a la centrifugadora por 10 minutos. Verifique que los RPM estén dentro de los rangos calculados, según la fórmula.
7. Anote los resultados obtenidos del agua y sedimento asentados en el fondo de cada tubo, expresándolo en una sola cifra.
8. Cambie de posición los tubos (lados opuestos), centrifugue por 10 minutos, utilizando los mismo RPM, apunte los resultados obtenidos.
9. Las lecturas del BS&W deben ser iguales en cada tubo tanto para la primera como para la segunda prueba. Si las lecturas no son iguales, repetir el procedimiento hasta obtener dos lecturas iguales.
10. Como resultado final se reportará la suma de los volúmenes combinados de agua y sedimento (BS&W) de los 2 tubo, las lecturas de los tubos separadamente no deben diferir entre sí en más de 0.025 mililitros.

Observaciones

Algunas contratistas utilizan el método ASTM D 4007, que es similar al explicado en el procedimiento arriba mencionado, con la diferencia que emplean tubos centrífugos de 200 mililitros cada uno. En este caso se utilizará 100 ml de muestra y una cantidad igual de solvente, añadiéndose 8 gotas de desemulsificante. Al final la lectura del BS&W será la que corresponde a un tubo, ajustado al procedimiento ya indicado.

VII. Determinación del Contenido de Sal en el Crudo (medición eléctrica)



Figura 2.14. Salinómetro electrométrico (Salinómetro, vaso para muestra, electrodos, reactivos y cable eléctrico).

Fuente: Quimpetrol Perú S.A.C.

El método a seguirse está de acuerdo al estándar ASTM D 3230-83 y se basa en la conductividad de una solución de crudo en un solvente polar cuando está sometido a una acción de una corriente eléctrica. La muestra se disuelve en el solvente y se coloca en un salinómetro que consiste en un vaso de boca ancha, dos placas en paralelo de acero inoxidable. Una corriente eléctrica alterna fluye por las placas registrando miliamperios.

Reactivo

Los reactivos son compuestos conductores de alta pureza que permiten dar resultados precisos.

El reactivo más empleado de la industria es el solvente de alcoholes, también pueden usarse otros reactivos como nafta, solución de cloruro de calcio, solución de cloruro de magnesio, aceite refinado neutro, solución de cloruro de sodio, xileno, etc.

Muestra

La muestra de petróleo que se toma es conforme a los párrafos de muestreo (punto IV) así como a los procedimientos indicados en el API Cap.8 Sec.1 y 2.0.

Instrumento

Es un salinómetro electrométrico que registra la intensidad de la corriente eléctrica alterna en miliamperios un voltímetro, un puente rectificador, un variador de voltaje, dos electrodos (placas) en paralelo por donde fluye la corriente eléctrica. Un vaso que contiene la muestra más el reactivo.

Objetivo de la prueba

Obtener la concentración de sales en libras por cada 1000 barriles de petróleo (PTB), valor que debe ser igual o menor al fijado por las partes, como una de las condiciones para efectuar la compra/venta del petróleo, mejor dicho, proceder a la fiscalización.

Procedimiento

Desde que la muestra de petróleo es disuelta en un solvente preparado, se tendrán dos procedimientos uno para los solventes y otro para la determinación del contenido de sal en el petróleo crudo.

A) Procedimiento para obtener el solvente de alcoholes

- Tener disponible en recipientes herméticos los siguientes líquidos:
 1. Butanol
 2. Metanol absoluto
 3. Agua destilada
- En un recipiente de 1000 ml., se colocan 63 volúmenes de 1-butanol (630ml.).
- Se añaden 37 volúmenes de metanol absoluto (370 ml.)
- Se agrega 3ml. De agua destilada.
- Se agita por 10 segundos para uniformizar la solución.
- Siguiendo el procedimiento ASTM D 3230, se obtiene la conductividad de esta solución ("blanco").

Nota: Este solvente es inflamable y causa quemaduras en la piel, contar con equipos de seguridad personal para proteger ojos, nariz, cara, manos así como duchas para ojos y cuerpo.

B) Procedimiento para determinar el contenido de sales en el petróleo crudo

Tomar la muestra de petróleo crudo en un vaso pirex limpio y seco. aproximadamente 400 ml.

- En una probeta graduada de 100 ml. Con tapa esmerilada, colocar 15 ml. de xileno.
- Agregar a la probeta de 10ml. de la muestra de petróleo crudo con una pipeta.
- Lavar la pipeta con xileno hasta que quede libre de crudo, haciendo que caiga dentro de la probeta.
- Rellenar la probeta con xileno hasta alcanzar un nivel de 50ml. en la probeta.
- Tapar la probeta y agitar vigorosamente durante un minuto.
- Llenar la probeta hasta el nivel de 100ml. con el solvente de alcoholes.
- Tapar la probeta y volver agitarla vigorosamente por 30 segundos.
- Dejar reposar la mezcla por 5 minutos y luego vaciarla en un vaso pirex seco y limpio de 100 ml boca ancha.
- Seguidamente se colocan los electrodos en el vaso, asegurándose que el borde superior de los electrodos esté por debajo de la superficie de la mezcla.
- Se conectan los electrodos al instrumento.
- Se procede a calibrar el salinómetro, ajustando a la perilla del voltímetro a 125 voltios, con la palanca presionada en “calibrate”, valor seleccionado de una serie de valores.
- Se coloca la perilla de calibración en la posición “high” y con la palanca en posición “calibrate”, se regula con la otra perilla, hasta ubicar la aguja del miliamperímetro en la posición 0.1 mili-amperios (línea de color rojo).
- Seguidamente se coloca la perilla de calibración en la posición “low” y con la palanca presionada en “calibrate”, se regula con su respectiva perilla, hasta que la aguja del miliamperímetro quede ubicada en la posición 1.0 miliamperios se suelta la palanca que estuvo presionada.
- Se presiona la palanca hacia la posición “read”, observándose que el voltaje permanezca en 125 voltios y se tome la lectura en miliamperios lo más cerca a centésimos de mili-amperios.
- Se deja de presionar la palanca, quedando en posición neutra.
- A la altura registrada en miliamperios, se le resta la lectura del “blanco” determinada con anterioridad (solvente de alcoholes), y la diferencia es la LECTURA NETA en miliamperios.
- En la tabla de calibración se busca el contenido de sal correspondiente a la lectura neta en mili-amperios; según sea realizada en el rango alto (high) o en el rango bajo (low).
- La escala baja (low) es usada para muestras de bajo contenido de sal y es más sensible que la escala alta (high).

2.2.2.2. Medición Automática (Medición Dinámica)

I. Introducción

LACT “Lease Automatic Custody Transfer” Contrato de Alquiler de Transferencia Automática de Petróleo, con fines de compra/venta. Esta instalación está conectada en la línea de descarga para medir hidrocarburos en movimiento. En nuestro caso, procedente de un tanque preparado para ser fiscalizado automáticamente en calidad y en cantidad del hidrocarburo transferido se dispone de una unidad de rechazo para asegurar que la calidad del producto este dentro de los rangos aceptables. Antes que se instalen estos aparatos LACT, el petróleo se fiscalizaba en volúmenes y calidad en un tanque de reposo, luego se abría la válvula de descarga y se iniciaba la transferencia. Cuando se completaba el volumen a completarse, se cerraba la válvula y se espera un tiempo razonable para proceder a la medida final; por diferencia se calculaba el volumen entregado. Todo este proceso era manual.

LACT es una importante herramienta en la evolución de la automatización de transferencia de hidrocarburos, la cual se va mejorando con el tiempo y es ampliamente aceptada en la industria del petróleo. Su instalación se justifica para reemplazar un trabajo repetitivo hecho por uno o más medidores que redundan en un ahorro de tiempo y eliminación del error humano; aunque cabe notar que la medición automática tampoco es exacta mientras que esté afectada del error mecánico, que diferencia del error humano, aquel puede ser mejor controlado por una verificación periódica del mantenimiento y calibración del instrumento.

Para que estos instrumentos tengan la confiabilidad exigida, tanto como el comprador o el vendedor de crudos deben acreditar su exactitud con un certificado expedido por el fabricante, basado en pruebas hechas en el laboratorio y campo, de acuerdo a procedimientos estándar aprobados por el API.

II. Método de Medición

Medición Directa

Es la medida visual que se obtiene haciendo uso de dispositivos mecánicos y/o mecánico-eléctrico que cuentan el número de ciclos de descarga unitaria expresado en barriles, galones, metros cúbicos, etc. También se dispone de medidores que miden la masa de un fluido que la convierte en volumen al dividir por la densidad de fluido a las condiciones dadas utilizando sensores, transductores. La ventaja de este medidor es que eliminan las correcciones que se hacen al volumen por presión y temperatura entre los más comunes están:

- Medidor por desplazamiento positivo
- Medidor de masa

Medición Indirecta

Es la medida resultante de utilizar ciertos dispositivos mecánicos y eléctricos, como paletas o turbinas que producen un movimiento de rotación, que inducen un campo electromagnético que generan pulsos que se contabilizan para dar volúmenes en barriles, galones, metros cúbicos. También se considera en este método la medición por restricción del área de flujo (bridas de orificio) y un medidor que registra la presión estática y diferencial. Con estos datos se calcula el volumen de fluido a las condiciones estándar introduciendo factores que están en función de la presión y temperatura.

Entre los más comunes están:

- Medidor de turbina
- Medidor ultrasónicos

II.1. Medidores de Desplazamiento Positivo

Ya se ha indicado que este aparato efectúa mediciones directas, de las características ventajas y desventajas.

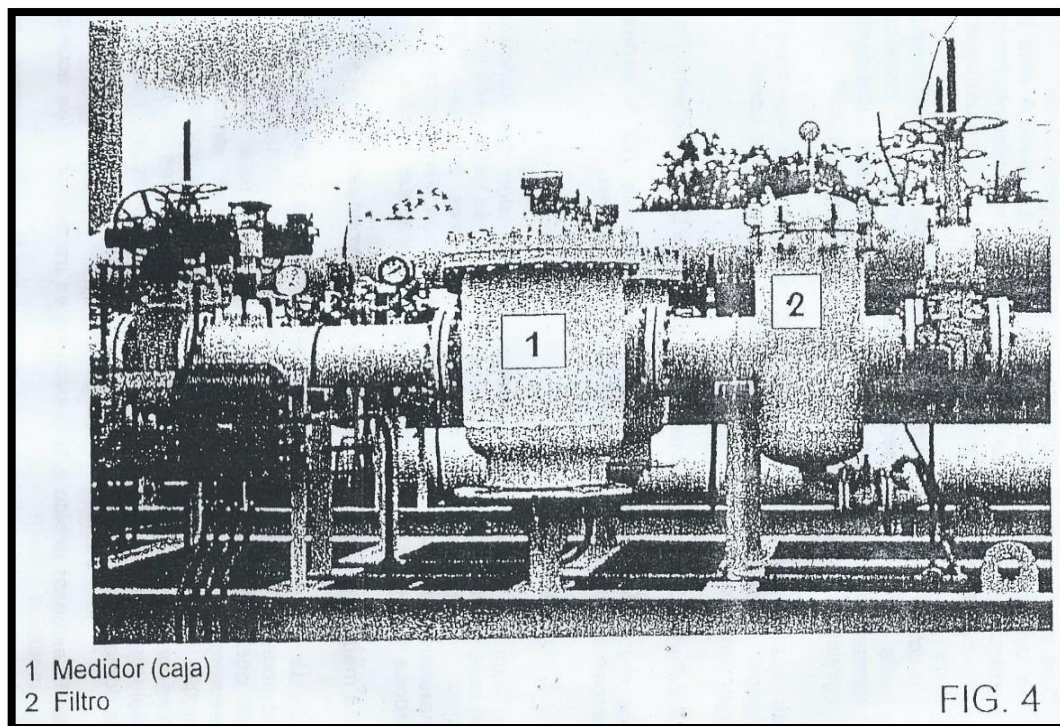


Figura 2.15. Medidores de desplazamiento positivo.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Funcionamiento

En la Figura 2.15 se muestran los diversos pasos que sigue un medidor durante su operación. La medición se efectúa por separación del flujo en segmentos que luego se contabilizan.

1. El líquido sin medir (área negra) ingresa al medidor. El rotor y las aletas giran en el sentido de las agujas del reloj. Las aletas A y D han salido en forma completa, formando la cámara medidora; las aletas B y C están dentro.
2. El rotor y las aletas han girado un octavo de revolución. La aleta A ha salido en forma completa. La aleta D se mueve hacia dentro; la aleta C ha avanzado completamente y la aleta B empieza a salir.
3. Un cuarto de revolución ha tenido lugar. La aleta A está todavía extendida y la aleta B se ha movido completamente hacia afuera. Un volumen exacto y conocido de nuevo líquido se encuentra ahora en cámara medidora.
4. Un octavo de revolución más tarde, la cantidad de líquido medido fluye hacia fuera. Una segunda cámara medidora ha comenzado a formarse entre las aletas C y D. la aleta A se mueve hacia dentro. Así continua la operación hasta tener un giro de 360.

Las cuatro primeras figuras corresponden a una construcción de alojamiento sencillo. La quinta figura muestra una construcción de alojamiento doble.

Partes Componentes de los Medidores de Desplazamiento Positivo

Los medidores están compuestos principalmente por tres partes: Caja, elementos internos de medición y accesorios móviles.

A) La Caja

La caja, es básicamente un recipiente a presión con conexiones de entrada y salida que varían de 1/4" a 16", presiones hasta 1440 psi (600 lbs. ANSI), régimen de flujo hasta 12,500 barriles por hora(BPH), los materiales de la caja pueden ser acero al carbón, fierro fundido, aluminio, bronce o acero inoxidable, depende de la presión que soporte.

Los medidores pueden ser de simple o doble condición.

Los de simple condición, el alojamiento sirve para ambos; como recipiente de presión y para contener los elementos de medición, mientras tanto los de doble condición, el recipiente de presión está separado de los elementos de medición. Los medidores pequeños son normalmente de simple condición contruidos con los materiales indicados en el acápite anterior excepto el acero al carbón, los medidores de 6" o más casi siempre usan acero al carbón y son de doble condición. Las ventajas de doble condición son:

1. El esfuerzo debido a la presión no es transmitido a los accesorios de medición.
2. Los accesorios de medición pueden ser fácilmente removidos por el servicio o cambio de piezas
3. La presión diferencial a través de las paredes de los accesorios de medición es mínima, así se elimina la posibilidad de cambiar los elementos debido a variaciones de presión.

B) Elementos de medición interna

Como anteriormente se mencionó, los medidores de desplazamiento positivo miden volúmenes para una continua separación del flujo en segmentos y la medición de éstos. Los elementos medidores son mostrados en la (Fig. 2.15) los cuales también, sirven como un motor hidráulico que absorbe energía del flujo para producir el torque necesario, a fin de vencer la fricción interna y mover el contador y otros accesorios inherentes a éste.

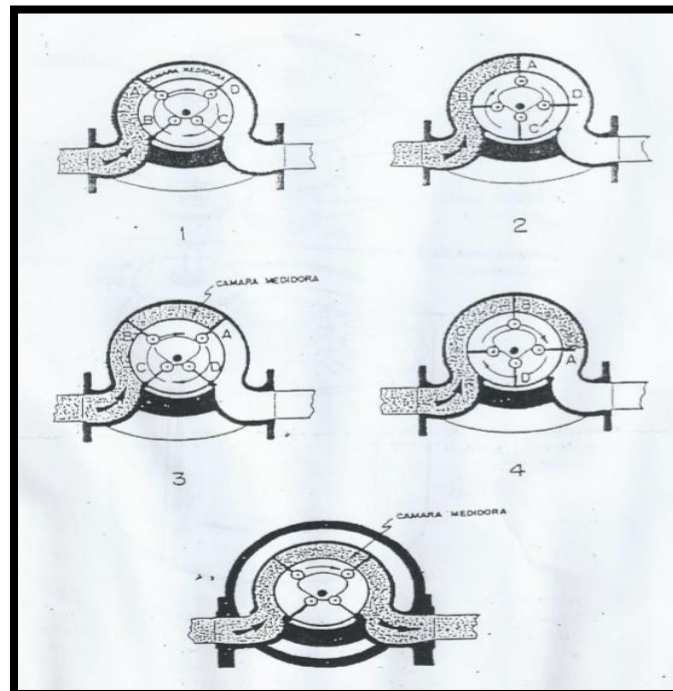


Figura 2.16. Elementos de medición interna de medidor de desplazamiento positivo.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

C) Accesorios móviles

El tren de los accesorios móviles es mostrado en la (Figura 2.16) y consiste de tres elementos básicos; el tren de engranajes, las empaquetaduras del eje rotatorio y el calibrador.

Tren de engranaje

Es como una caja de reducción que convierte el volumen fijo por revolución del elemento de medición al volumen por revolución del eje contador. Así por ejemplo un medidor Smith 4" de desplazamiento positivo (PD) tiene u elemento de medición nominal de 2.0 gal/rev y la velocidad del eje contador de 5 gal/rev, entonces la relación giro es de 5:2.

Empaquetadura del eje rotatorio

El eje rotatorio diseñado para colocar empaques (glands), que sean fácilmente instalados o renovados, con el fin de evitar fugas debido a desgastes, la vida útil, se emplea como lubricantes; glicerina o grasa de silicona, compuestos que deben ser químicamente compatibles e inmiscibles con los productos que se están midiendo.

Calibrador

Es un dispositivo que ajusta la medición a un volumen correcto que pasa a través del medidor. Un calibrador es necesario todas veces que el contador mecánico debe registrar el volumen actual. Las características de un buen calibrador son:

- La facilidad de moverse con un alto torque.
- Buen ajuste.
- Rango adecuado de ajuste.
- Bajo costo de reparación o reemplazo
- Una mínima variación de la velocidad del eje
- Larga vida de duración

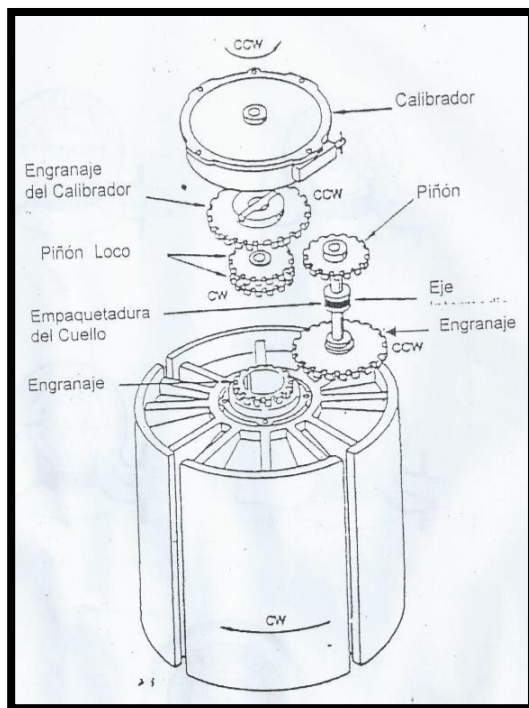


Figura 2.17. Tren de accesorios móviles.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

II.2. Medidores de Turbina

Como se ha indicado anteriormente, la turbina da mediciones indirectas, obtenida por dispositivos que miden el fluido que pasa por una tubería por medio de la generación de pulsos eléctricos (Figura 2.17), el fluido que pasa produce un movimiento de rotación (velocidad tangencial proporcional al régimen de flujo), debido al giro de un rotor.

Así como los motores eléctricos de inducción producen un giro en el eje debido a un campo magnético, la turbina genera pulsos electro magnéticos que los toma un contómetro ubicado en un sitio o en el tablero de control, después que los pulsos son convertidos en unidades de volumen (barriles, galones, metros cúbicos, etc.).

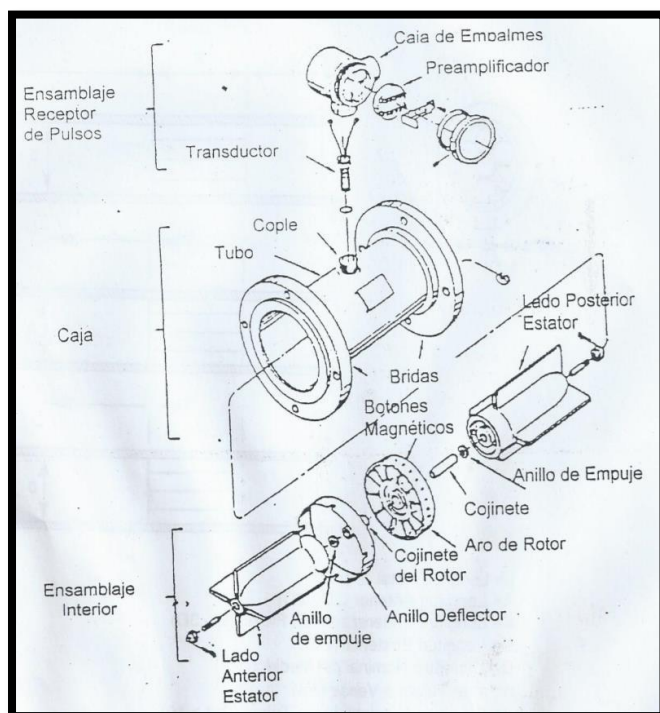


Figura 2.18. Medidores de turbina y sus tres partes principales.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Diseño y Construcción

Las turbinas pueden ser divididas en tres partes principales: (1) la caja, (2) ensamblaje interior, (3) ensamblaje de receptor de pulsos.

(1) La Caja

La caja es un carrete que con sus bridas en ambos extremos, su dimensión varía de $\frac{1}{4}$ " a 24" la presión de trabajo de 150 lb, a 2,500 lb. ANSI (275 a 6,000 psi) para flujos a 60,000 por hora. Los materiales se seleccionan de acuerdo al producto que se está manipulando y a las condiciones ambientales. El carrete está en contacto con el fluido, sin embargo, las bridas no se mojan. Por ello, estos podrían ser no compatibles con el fluido, bridas al acero carbón son normalmente usadas. Ahora si los líquidos son corrosivos acero inoxidable se usará para el carrete.

(2) Ensamblaje Interno

Está compuesto de un rotor que es la única parte móvil y el ensamblaje de estator. Hay dos diseños de estatores, uno en el que el eje del rotor está sostenido en la parte anterior y posterior (con respecto al sentido del flujo) y el otro que solamente está apoyado en la parte anterior. El rotor puede ser del tipo agujereado o liso. En el caso del tipo agujereado lleva un anillo desviador del flujo para impedir que este choque directamente contra el rotor. El rotor agujereado es de un material no magnético y en donde se encaja a intervalos iguales botones imantados que generan pulsos magnéticos. Los pulsos magnéticos se generan por el espaciamiento entre los imanes, debido a una interrupción “on-off”.

(3) Ensamblaje del receptor de pulsos

Consiste en un transductor, de una caja de empalmes y de un preamplificador. Cuando el rotor gira y pasa por el transductor, este convierte los pulsos magnéticos en eléctricos, a una muy baja potencia, solo unos cuantos miliwatts, si el contómetro está en el sitio, podría contar el volumen desplazado.

Generalmente la transmisión de los pulsos es vía remota hacia el tablero de control, para lo cual se requiere de una caja de empalmes a prueba de explosión y un preamplificador, que amplifica los pulsos y reduce los ruidos externos. El número de pulsos por barril, depende de la marca y tipo de turbina que se está usando.

II.3. Medidores de Flujo Másico Coriolis

El medidor de masa, es un medidor que mide el flujo directamente, que, a diferencia de los medidores de desplazamiento positivo o turbinas, la precisión de la medida no está afectada por variables tales como: temperatura, presión, densidad, viscosidad.

La tecnología de estos medidores está basada en el principio Coriolis, por ello se les llama también Medidores Coriolis y permite medir tanto crudos, livianos o muy pesados, en el flujo laminar o turbulento, ya que no es afectado por las variables indicadas en el acápite anterior.

El medidor Coriolis está diseñado para obtener al final del proceso una medida volumétrica, la tecnología está basada en el principio de medir la frecuencia de oscilación de un tubo o tubos que determinan la densidad del líquido de la misma manera que un densitómetro vibratorio, el valor obtenido (densidad) es independiente del caudal del flujo. Por división del caudal de masa entre la densidad medida se obtiene el caudal volumétrico para estas condiciones.

El medidor Coriolis es un medidor de alta precisión que utiliza tecnología de punta, por ello es completamente automatizado, no se dispone de mucha información, parece que todavía no está normado por el API. Un medidor Másico tipo Coriolis de 6” de diámetro modelo D 600 S166, su rango de flujo normal de 0-4,537 bph, fue instalado en Andoas por la contratista Occidental Petroleum Inc.

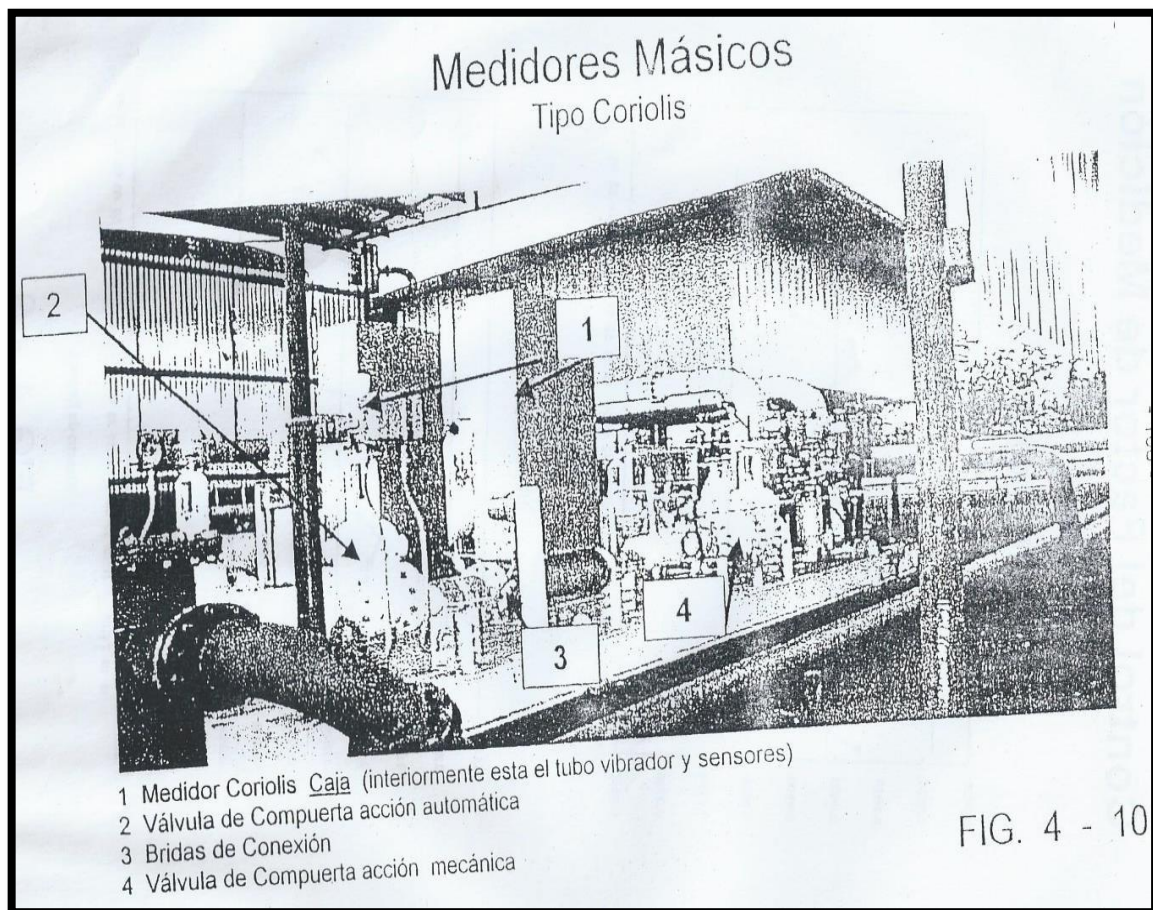


Figura N° 2.19. Medidor másico tipo Coriolis.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Medida de la Masa del Flujo. Teoría de la Operación

El sistema de medida del flujo consta de un sensor y un transmisor de las señales procesadas. Cada sensor se compone de uno o dos tubos encerrados dentro de una caja de sensores que opera por aplicación de la segunda ley de Newton: Fuerza=masa por aceleración ($F=m*a$).

Dentro de las cajas de sensores, el tubo en forma de U, en cuyo interior fluye el líquido, vibra una frecuencia natural (Figura 2.19), el flujo es registrado por una bobina electromagnética localizado en el centro de la parte curvada, la vibración es similar a un sonido de tenedores, con una amplitud menor a un décimo de pulgada y una frecuencia aproximada de 80 ciclos por segundo. El fluido que fluye dentro del tubo sensor, es forzado a tomar un impulso vertical (Figura 2.19) cuando el tubo se mueve hacia arriba durante la mitad de su ciclo de vibración se crea un par de fuerzas opuestas, el movimiento vertical decrece, mientras que hay una fuerza de empuje en los tubos esto causa una distorsión del tubo durante la segunda mitad del ciclo vibratorio (Figura 2.19). Esta distorsión es llamada efecto o fuerza Coriolis. De acuerdo con la segunda ley de Newton la cantidad registrada por el efecto Coriolis es directamente proporcional al caudal de la masa que fluye por el tubo.

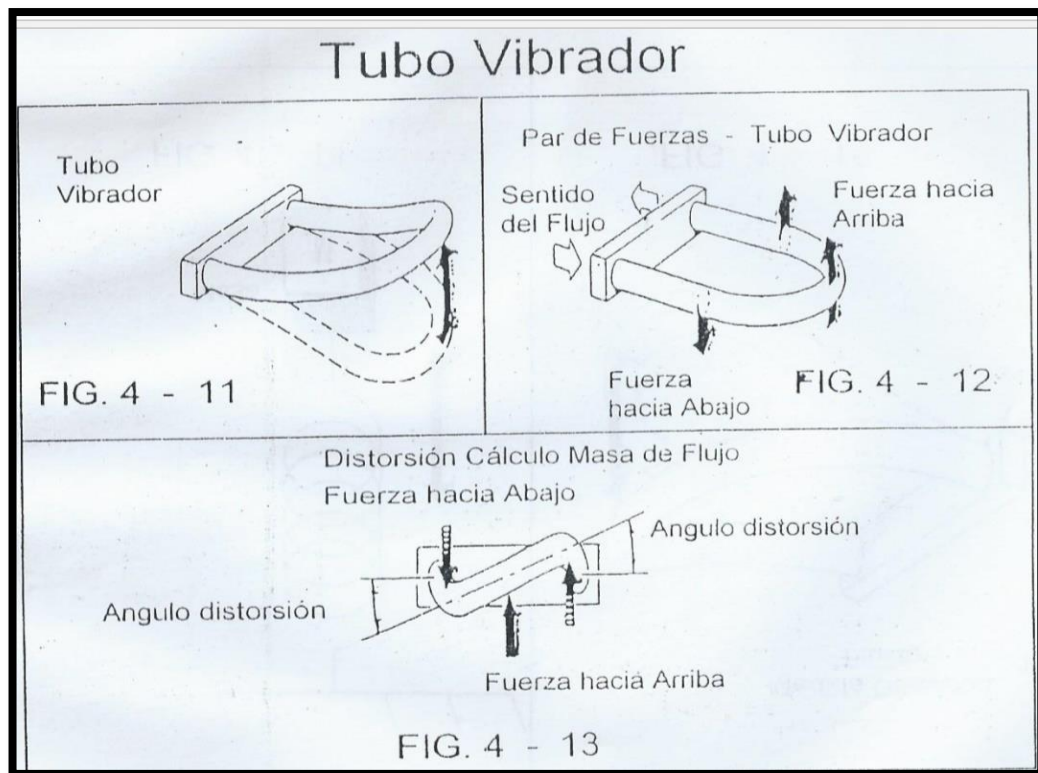


Figura 2.20. Tubo Vibrador, Par de Fuerzas y Distorsión en el Cálculo de Masa de Flujo.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Los detectores de la velocidad electromagnética localizados en cada lado del tubo miden la velocidad de vibración. El flujo de la masa es determinado por medición del tiempo transcurrido por las señales del detector de velocidad. Si no hay flujo (flujo cero) no ocurre la acción de distorsión del tubo, resultando que el tiempo es cero entre las dos señales de velocidad. Si hay flujo debe ocurrir el efecto de distorsión y habrá una diferencia entre dos señales de velocidad. Esta diferencia de tiempo es directamente proporcional al flujo de masa.

Medida de la Densidad. Teoría de la Operación

El tubo sensor, está instalado de tal manera que se fija en uno de los extremos, permaneciendo libre en el otro, la configuración del diseño se asemeja al ensamblaje de un resorte y su masa (Figura 2.20), que vibra a una frecuencia resonante. El sensor “Micro Motion Coriolis” vibra a una frecuencia resonante (Figura 2.20), empleando una bobina conductora y un circuito de retroalimentación. La frecuencia resonante del ensamblaje del tubo es función; de la forma, el material de construcción que son constantes siendo la masa del ensamblaje del tubo la variable.

El ensamblaje de la masa del tubo, consta de dos partes, la masa del tubo y la masa del fluido que pasa por el tubo. La masa del tubo es fija y la determina un sensor, la masa del fluido = densidad por volumen del tubo, el volumen del tubo es constante para un mismo tamaño, como tal, la frecuencia de oscilación está relacionada a la densidad del fluido. En consecuencia, para una forma dada del tubo y el material de construcción. La densidad del fluido se determina por medición de la frecuencia resonante. Un sensor de temperatura calcula los cambios en el módulo de elasticidad del tubo, debido a cambios de temperatura y corrige automáticamente la densidad; entonces todo está listo y corregido para transmitir la señal.

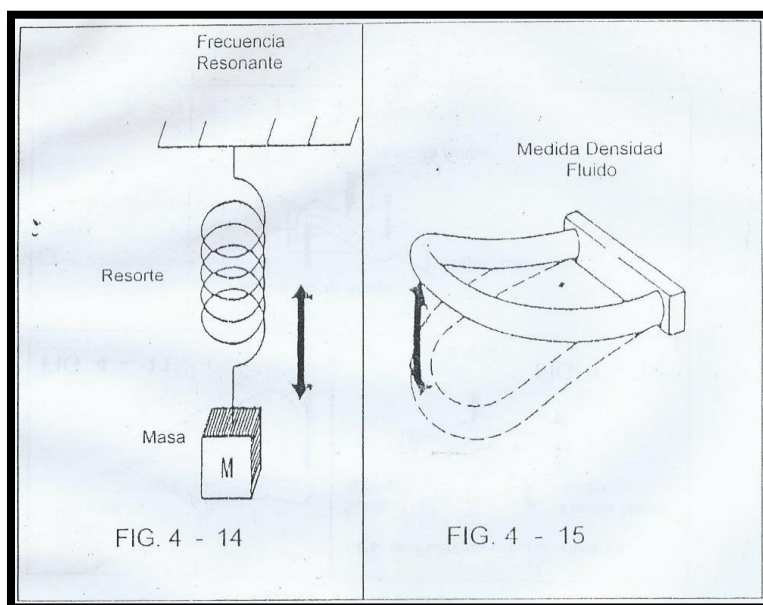


Figura 2.21. Frecuencia Resonante y Medida de la Densidad del Fluido.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

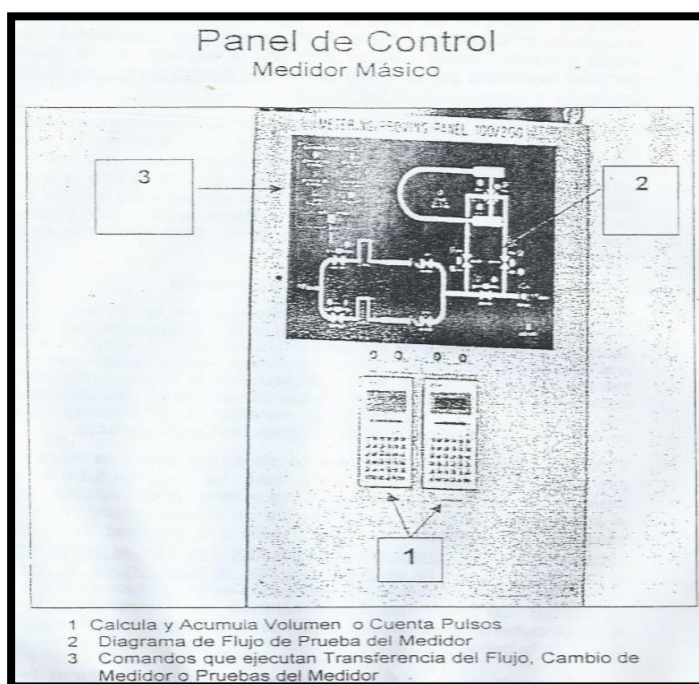


Figura 2.22. Panel de Control de Medidor Másico.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Conociendo la masa de flujo (caudal) y su densidad, el tablero de control (Figura 2.21), tiene toda la información para contabilizar el caudal volumétrico corregido por temperatura.

Partes componentes del medidor

El medidor Coriolis se puede agrupar en elementos primarios, equipos secundarios y equipo de accesorios.

Procedimiento de Medición de la Producción Fiscalizada con Medidores Coriolis

Para la continua Medición de la Producción Fiscalizada se distinguen dos situaciones claramente definidas:

A. Operación el primer día de mes calendario

El primer día de cada mes calendario se realizará el cambio de medidor (del 100A al 100B o viceversa) según el Gráfico N° 2.1 y se seguiría el siguiente procedimiento:

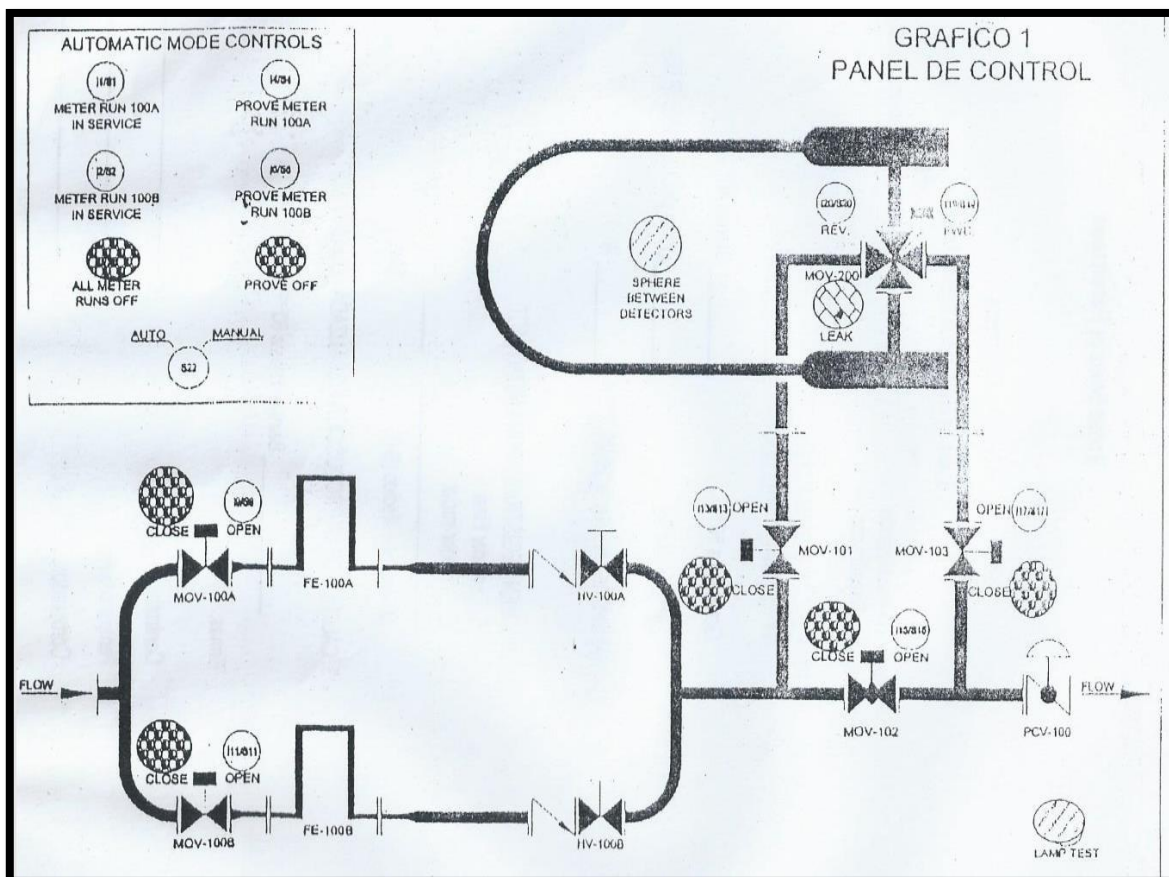


Gráfico 2.1. Panel de Control del Medidor Másico.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

1. A las 5:45 a.m. suspender la operación de las bombas de transferencia del crudo a fiscalizar.
2. A las 6.00 a.m. cerrar la válvula motorizada del medidor fuera de servicio (MOV-100 A o MOV – 100B). Esto se hará localmente (no desde el panel) presionando el botón de cierre (CLOSE). Se adjunta fotografía de controles de válvulas ver Gráfico N° 2.2.

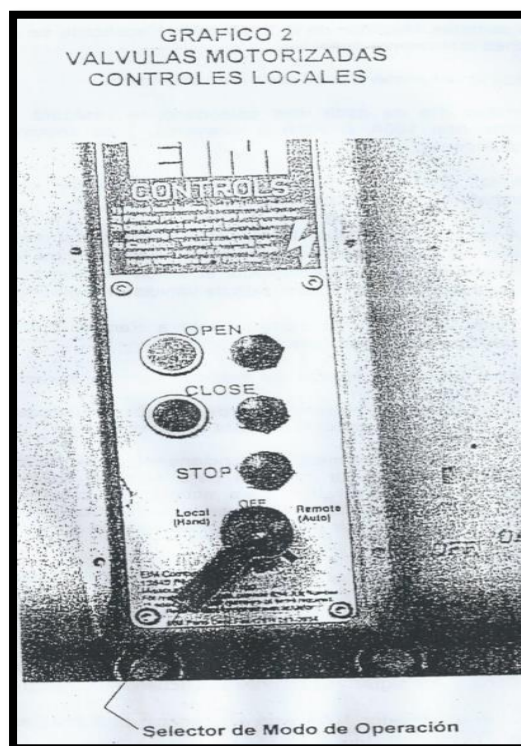


Gráfico 2.2. Válvulas motorizadas de Controles Locales.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

3. Pasar el control de dicha válvula de Remoto haciendo uso del selector que indica Remote – Local.
4. Abrir la válvula manual del medidor fuera de servicio (HV- 100A o HV – 100B).
5. A las 6:16 a.m. haciendo uso de la bomba instalada en la Unidad de Muestreo, mezclar la muestra allí almacenada.
6. Con la bomba de mezclado funcionando retirar 3500 cc abriendo la pequeña válvula instalada para este fin. Esta muestra será usada en el laboratorio para obtener las características de la producción fiscalizada (Gravedad API, Contenido de Sal y Porcentaje de Agua y Sedimento) de acuerdo a los procedimientos vigentes.
7. Después de obtener el volumen de muestra requerido, drenar todo el crudo remanente en el recipiente de la Unidad de Muestreo. Todos los días sábados el recipiente de la muestra será cambiado por otro similar debidamente limpio y seco.
8. A las 6:45 a.m. cambiar de medidor presionando en el Panel de Control los siguientes botones (de acuerdo al Gráfico N° 2.1):
 - Si el medidor 100A está en servicio presionar el botón I2/S2: “Meter Run 100B in service” La luz del botón I2/S2 prenderá intermitentemente hasta que finalmente se apague la luz del botón I1/S1 y quede prendida permanentemente la I2/S2.
Esto indicará que la operación de cambio de medidor ha finalizado. Verificar que la válvula manual HV-100B esté abierta.
 - Si el medidor 100B está en servicio presionar el botón I1/SI “Meter Run 100A in service”. La luz del botón I1/SI prenderá intermitentemente, hasta que finalmente se apague la luz del botón I2/S2 y quede prendida permanentemente la I1/S1.
Esto indicará que la operación de cambio de medidor ha finalizado. Verificar que la válvula manual HV – 100A esté abierta.

9. Inmediatamente después de haberse realizado el cambio de medidor verificar que la impresora correspondiente a dicha unidad se encuentra operativa (encendida, con papel y en línea).
10. A las 7:00 a.m. el medidor que estaba en servicio emitirá automáticamente la Boleta Diaria de Fiscalización (Figura 2.22) y en ella deberán anotarse los resultados obtenidos en el Laboratorio. Después de esta impresión, se recomienda apagar esta impresora pues no estará en operación en el siguiente mes.

Modelo Boleta de Fiscalización

Nombre Contratista _____

Boleta de Fiscalización Diaria - Lote _____ Fecha: _____

Estación de Fiscalización _____ Medidor Nro. _____

Período de Fiscalización _____

1. PRUEBAS DE LABORATORIO

Temperatura _____ °F

-Gravedad a 60 °F _____ Grados API

Contenido de Sal _____ Libras por 1000 bbis (PTB)

(A) Sedimentos y Agua (BSW) _____ %

2. VOLUMEN REGISTRADO POR UNIDAD LACT

B. Contador Final _____

C. Contador Inicial _____

D. Volumen Medido (B-C) _____ Bbis.

3. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA ($D \times (1-A/100)$)

_____ Bariles netos a 60 °F

Firmas:

Contratista _____

Perupetro S.A. _____

Comprador _____

Figura 2.23. Boleta Diaria de Fiscalización.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

11. Las operaciones de transferencia de crudo a fiscalizar podrán reiniciarse a partir de las 7:30 a.m. Los siguientes pasos tienen como objetivo salvaguardar la integridad del medidor que permanecerá inactivo por un mes; ambas operaciones se llevan a cabo en el patín donde se encuentran montados los medidores (Unidades de Medición).
12. Cerrar la válvula manual del medidor que queda fuera de servicio (válvula HV- 100A o Hv- 100B).
13. Haciendo uso del control local de la válvula motorizada correspondiente al medidor fuera de servicio (MOV-100A o Mov-100B). mover el selector del modo Local y presione el botón de apertura (OPEN). Con esto se evitará que el medidor fuera de servicio se vea sometido a cambios de presión por cambios en la temperatura del crudo confinado.

B. Operación en otros días diferentes al primer día del mes calendario

1. A las 6:00 a.m. suspender la operación de las bombas de transferencia del crudo a fiscalizar.
2. A las 6:15 a.m. haciendo uso de la bomba instalada en la Unidad de Muestreo, mezclar la muestra allí almacenada.
3. Con la bomba de mezclado funcionando retirar 3500 cc abriendo la pequeña válvula instalada para este fin. Esta muestra será usada en el laboratorio para obtener las características de la Producción.

Fiscalizada (gravedad API, contenido de sal y porcentaje de agua y sedimentos) de acuerdo a los procedimientos vigentes.

4. Después de obtener el volumen de muestra requerido drenar todo el crudo remanente en el recipiente de la Unidad de Muestreo. Todos los días sábados el recipiente de muestra será cambiado por otro similar debidamente limpio y seco.
5. A las 7:00 a.m. el medidor que está en servicio emitirá automáticamente la Boleta Diaria de Fiscalización (Figura 2.22) y en ella deberán anotarse los resultados obtenidos en el laboratorio.
6. Las operaciones de transferencia de crudo a fiscalizar podrán reiniciarse a partir de las 7:30 a.m.

II.4. Medidores Ultrasónicos

El equipo de medición ultrasónica se basa en el tiempo que demora una señal ultrasónica en viajar de un transductor a otro, una distancia conocida, (API MPMS capítulo 5.8).

Principio de medición

El principio de medición del medidor ultrasónico se basa en el cálculo del caudal de un fluido en una tubería, por lo cual involucra el área y la velocidad media del fluido. Realizando un análisis inicial, el área la conocemos y debemos calcular la velocidad del fluido, esta última variable se infiere conociendo el tiempo de transito de una onda ultrasónica por un trayecto conocido de la siguiente forma.

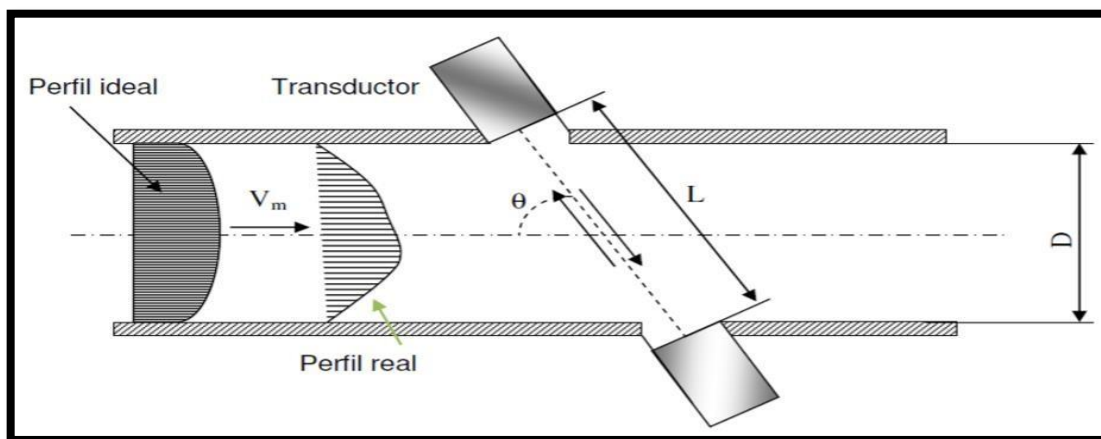


Figura 2.24. Principio de medición ultrasonido.

Fuente: 2013-best measurement practices (bmp) - fmc technologies - meter selection and accuracy theory-Bogota.

Analizando la Figura 2.24 se concluye que el tiempo de transito de la onda contra el flujo será mayor que el tiempo de transito de la misma onda, en la dirección del flujo.

El medidor ultrasónico para transferencia de custodia debe ser multi paso, esto significa que tiene varios pares de transductores, los cuales censan la velocidad del flujo en diferentes direcciones, la comparan con perfiles almacenados en la CPU del medidor y este realiza las operaciones de cálculo del caudal. Por la razón anterior estos medidores pueden medir hasta con un solo par de transductores; cada vez que se pierde confiabilidad en un par de transductores se está sacrificando exactitud en la medición.

II.4. Probadores de Medidores de Flujo

Los medidores de flujo están afectados por condiciones físicas, desgaste de las partes o acumulaciones de parafina, encostramientos ya descritos en párrafos anteriores.

La calibración de un medidor en las condiciones de operación siguiendo un procedimiento estándar, puede eliminar la mayoría de los errores involucrados en la medición y resolver las dudas acerca de la exactitud de los medidores. Esta calibración es hecha utilizando probadores convencionales de desplazamiento colocados en la línea de transferencia, desde que el probador es virtualmente inafectado por cualquiera de las características ya mencionadas da resultados de 0.02%.

Hay varias ventajas de los probadores convencionales de desplazamiento, los cuales tiene una amplia aceptación, algunas de éstas son:

1. El probador es medio fácil y rápido de probar un medidor bajo las condiciones actuales de flujo, presión y temperatura.
2. Se prestan a un alto grado de automatización.
3. Eliminan errores de observación en tanques.
4. Suministran fácilmente procedimientos estándar para chequeos periódicos.
5. Eliminan problemas asociados con la alta viscosidad de los líquidos tales como deposición de líquidos en la superficie del probador.

Tipos de Probadores Convencionales de Desplazamiento

Hay dos tipos de probadores convencionales de desplazamiento, ellos son de un solo sentido (unidireccionales) y los de doble sentido (bidireccionales). Nos ocuparemos solamente de este último tipo por ser el que se usa en las operaciones. (Figura 2.23).

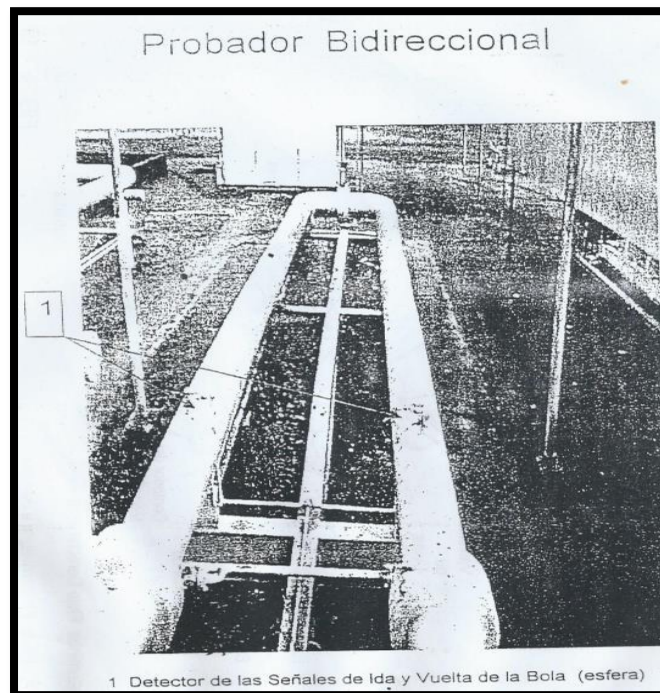


Figura 2.25. Probador Bidireccional.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Los probadores bidireccionales permiten desplazar un fluido a través de una sección de tubería calibrada en forma de U (Figura 2.24). El recorrido de una bola entre dos señales detectoras determina el volumen conocido a la vez que el movimiento del flujo es registrado en el medidor.

Cuando se comprueba la calibración del probador bidireccional, se requerirá de dos o más pases consecutivos (ida y vuelta), la diferencia en porcentaje de la suma de los volúmenes del probador por corrida con respecto al volumen de la prueba corregida a las condiciones estándar de presión y temperatura debe estar dentro del rango de 0.02% (+/- 0.01% del promedio).

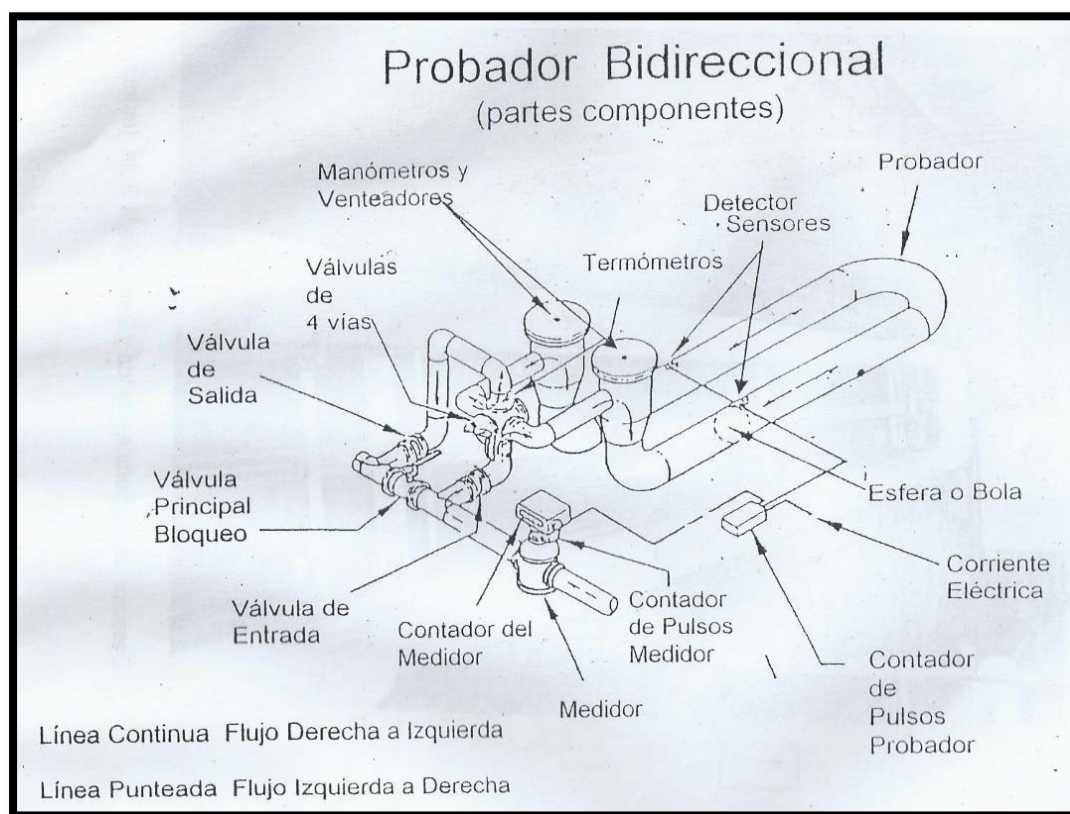


Figura 2.26. Probadores bidireccionales que permiten desplazar un fluido a través de una sección de tubería calibrada en forma de U.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Equipo

1) Medidores de temperatura

Los medidores de temperatura, son sensores de un adecuado rango de exactitud en la medida e instalados a la entrada y salida del probador; como temperatura se tomará el promedio de estas dos; sin embargo, en caudales altos solo es necesario colocar un sensor a la salida del probador.

2) Medidores de presión

Al igual que los sensores de temperatura, los manómetros deben tener un adecuado rango y exactitud en la medida, estos dispositivos se colocarán uno cerca al medidor y el otro en el probador.

3) Detector de señales

El detector de señales debe tener la facilidad de detectar cuando el desplazado (bola) entra y sale de la sección calibrada con una resolución tal que pulso generado pulso contado. Este dispositivo generalmente es electrónico que mediante un transductor envía las señales al panel de control.

4) Desplazador

Es un dispositivo que viaja a través de la sección calibrada, en la que es conocido el volumen de líquido.

A) Tipos

En un comienzo los desplazados fueron del tipo lineal, un pistón cilíndrico con copas sellantes en el extremo. Sin embargo, estas fueron más tarde reemplazadas por esferas que por su configuración eran más fácilmente adaptables a la tubería. Las esferas o bolas son huecas, hidrostáticamente llenas de líquido, una mezcla de glicol y agua en ambientes muy frío o aceites bajo presión, debe asegurarse que la esfera en su interior no tenga aire. La ventaja en el uso de la esfera es que actúa como una escobilla, esta acción crea un buen sello que evita la formación de encostramientos en las paredes de la sección calibrada. Durante la corrida la esfera gira, de esta manera el desgaste es uniforme. Las esferas pueden inflarse al tamaño conveniente que encaje en la tubería.

B) Tamaños

Las esferas son infladas a un diámetro aproximado de 2% a 3% mayor que el diámetro de la sección interior, para proporcionar resultados satisfactorios. Una expansión mayor causa un exceso en el desgaste y caída de presión sin mejorar el sellado. En el caso que el desgaste se produzca por un prolongado uso sin afectar las condiciones geométricas, fluido adicional puede ser bombeado en el interior de la esfera para restaurar el diámetro deseado. Si la parte exterior de la esfera presenta deformaciones debe ser reemplazada por otra esfera que este en buen estado.

C) Materiales

Las esferas son hechas generalmente de los siguientes materiales:

- Neopreno: es flexible, de gran duración, diseñado para operar en presiones menores de 300 psi.
- Nitrito: es un material fuerte y flexible, las esferas están compuestas de este material y jebe, comúnmente son usadas en productos refinados, tales como gasolina, kerosene, diesel y para crudos que operan a alta presión.
- Uretano (urethane): usado en ambiente abrasivo y en condiciones de baja temperatura, en el mercado se le diferencia por su color amarillo.
- Viton: son solamente para las formas solidas (no inflamables), las cuales presentan problemas no efectúan un buen sello. Estas esferas son buenas para usarse en fluidos altamente aromáticos desde que el viton es menos afectado al hinchamiento.

5) Válvula de 4 vías

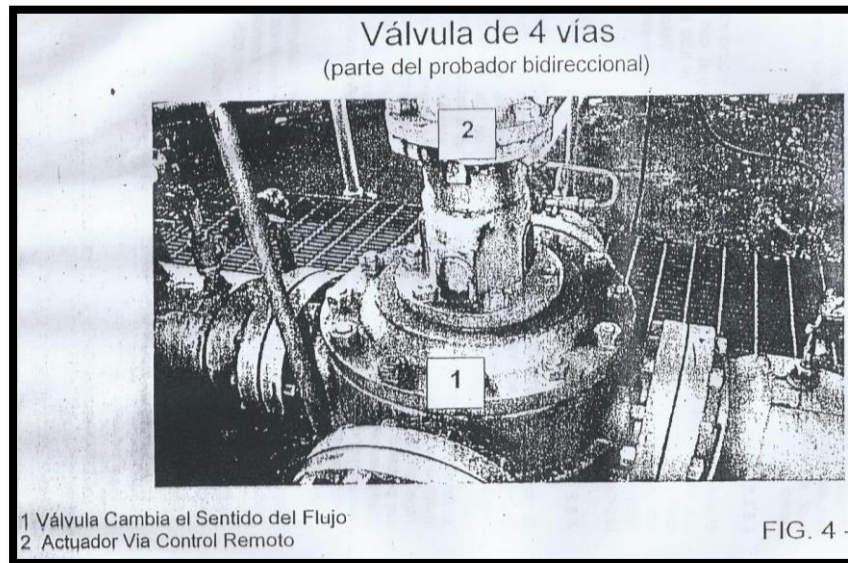


Figura 2.27. Válvula de 4 vías (parte del probador bidireccional).

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Esta válvula está diseñada para cambiar el sentido del flujo en el probador con la finalidad que la esfera se desplace dentro del probador en una ida y vuelta. Por diseño esta válvula asegura que no haya flujos por desvío, de tal manera que todo el fluido pase en dirección en la que está actuando en ese momento, los mandos en el cambio de dirección del fluido se realizan automáticamente vía control remoto desde el panel de control.

6) Alojamiento de la bola

El alojamiento de la esfera o bola es un tubo de un diámetro mucho mayor que la bola, que en su parte superior esta el alojamiento en sí, con una tapa que permite sacar, inspeccionar o reemplazar la bola, el tubo tiene una ligera inclinación hacia el probador para que la bola se desplace hacia el probador o regrese al alojamiento una vez que se haya terminado la prueba.

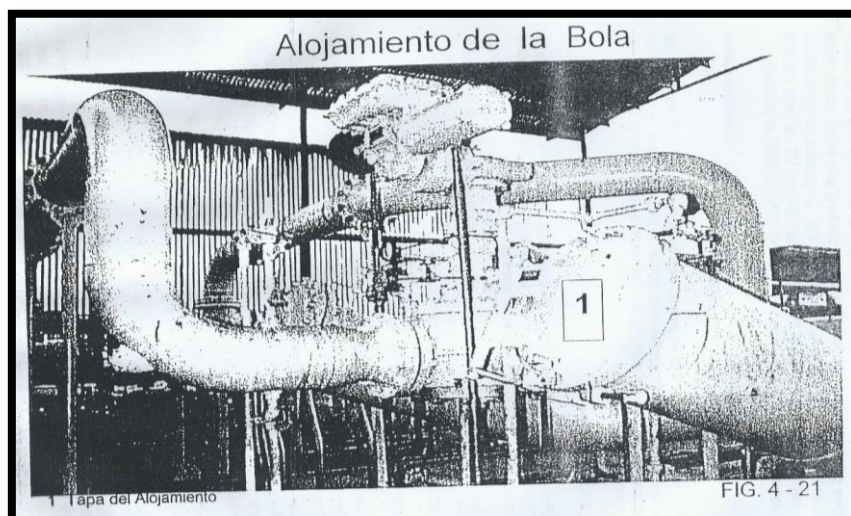


Figura 2.28. Alojamiento de la Bola.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Repetibilidad y Precisión

El objetivo de un probador es probar la precisión del medidor, sin embargo, la precisión no puede ser establecida directamente, porque depende de la repetibilidad del probador, la precisión de los instrumentos, la inseguridad del volumen del probador. La linealidad de la combinación probador/medidor tiene que ser determinada llevando a cabo una serie de mediciones periódicas analizando los resultados estadísticamente. La repetibilidad es usualmente adoptada, como el primer criterio para aceptar un probador. Una pobre repetibilidad es una indicación inmediata que la performance del probador no es satisfactoria, buena repetibilidad no necesariamente indica una buena exactitud debido a la posibilidad de un error sistemático no conocido. Los operadores deben mantenerse vigilantes para detectar tales errores.

En condiciones de operatividad, se realizan en períodos determinados según acuerdo de las partes, pruebas de repetibilidad, efectuando cinco corridas consecutivas, anotando los pulsos generados por corrida. La desviación máxima entre corridas usualmente será menor o igual que 0.02% para probadores convencionales (+/-0.01% con respecto al promedio).

Para probadores de volumen pequeño (probadores no convencionales) se sigue el mismo método, pero la desviación máxima entre corridas es usualmente $\leq 0.05\%$ (+/- 0.025 el promedio). Si el mismo tipo de probador trabaja con un medidor de desplazamiento positivo, que en su interior tiene un tren de engranajes, ejes, acoplamientos etc. La prueba de repetibilidad se realizará incrementando el número de corridas en 10, de esta manera la desviación máxima entre corridas será $\leq 0.10\%$ (+/- 0.05% el promedio).

Procedimiento de Prueba de los Medidores. (Desplazamiento positivo o turbinas)

Se ha tomado como base el procedimiento seguido por el contratista del lote 1AB, porque el formato es muy similar al preparado por el API el cual es bastante didáctico y cumple con las normas dadas en el Capítulo 12, Sección 2 del API.

[illegible]

Figura 2.29. Procedimiento de Prueba de los Medidores de Desplazamiento Positivo o Turbinas.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

A) Definiciones

1. Representantes Autorizados: Representantes de los Vendedores y PERUPETRO S.A. así como cualquier otro representante de otra entidad autorizado por ambas empresas.
2. Pases (Passes): Un desplazamiento completo de la esfera dentro del Probador. Implica un lanzamiento hacia delante (launch forward) y un lanzamiento en reversa (launch reverse).
3. Corrida (Run): Uno o más pases promedios.
4. Prueba (Prove): conjunto de 5 corridas consecutivas a cuyos datos se les corrige por presión y temperatura para obtener el Factor del Medidor.
5. Linealidad: Variación porcentual del factor del medidor dentro del rango de operación. Usualmente se expresa como la desviación porcentual respecto al promedio.
6. Repetibilidad: Desviación de los pulsos generados en un grupo de corridas.

B) Información Previa Requerida

Date	Fecha de la prueba
Meter N°	Número del medidor
Reporte N°	Número del Reporte de la forma AA-xxx donde AA es el año Corriente y xxx es un número correlativo por cada prueba realizada en dicho año.
Current Meter Factor	Factor del Medidor actual, calculado en la última minuta firmada por las partes.
Fow Rate	Se calcula de la siguiente manera: a: Resetear el contador de pulsos (poner a cero). b: Activar un minuto (60 segundos) el contador de pulsos. c: Aplicar la siguiente fórmula: $\text{Rate (BPH)} = \text{Pulsos} * 0.06$.
Temperatura	Leída en el panel en grados Fahrenheit
Presión del Medidor	Leída en las instalaciones (Figura N° 2.45)
Presión del Probador	Promedio de las presiones de entrada y salida del probador [Presión 1 y 2 del probador (Figura N° 2.45)] considerar que son 100 pulsos por barril.

C) Procedimiento

1. Calcular el promedio de las razones de entrega de crudo al Comprador de los 7 últimos días.
2. Abrir la válvula manual que conecta el **Probador** a la línea del Comprador (V1 Figura N° 2.45).
3. Abrir desde el panel la válvula automática que conecta al medidor (1 o 2) en servicio al **Probador** (V2 Figura N° 2.45).
4. Cerrar desde el panel la válvula automática que conecta al medidor con la línea del Comprador (V3 Figura N° 2.45).
5. Esperar un tiempo razonable depende de la capacidad del **Probador** +/- 30minutos a fin de obtener condiciones estables de presión y temperatura (temperatura del **Prover** igual a la del medidor).
6. Calcular el Régimen de flujo de transferencia de crudo al Comprador (de acuerdo al párrafo anterior).

7. El uso del **Probador** altera las condiciones normales de bombeo como presión y régimen de flujo, por lo tanto, ajustar las revoluciones de las bombas hasta obtener un flujo similar (+/-50 BPH) al calculado en el punto 1.
8. Resetear (poner a 0) el contador de pulsos.
9. Anotar la presión y temperatura del medidor y probador al momento de la prueba.
10. Activar el Probador (Bola) de izquierda a derecha (Left to Right) y esperar a que el contador de pulsos se detenga.
11. Anotar los pulsos leídos en la columna “half trip pulses”.
12. Esperar 20 segundos y activar el **Probador** de derecha a izquierda (Right to left) y esperar a que el contador de pulsos se detenga.
13. Anotar el número de Pulsos registrados en la columna “Total Pulses”.
14. Repetir los pasos 8 a 13 por cuatro veces más hasta obtener datos de 5 corridas consecutivas.
15. Calcular el promedio de pulsos por corrida y anotarlo en el formato redondeando sin decimales.
16. Usar la temperatura (T) para obtener el factor CTS de la “Table A-1 Temperature Correction Factors for Mild Steel” y anotarlo en el casillero respectivo.
17. Usar la presión en el Prover para obtener el CPS. De la “Table A-3 Pressure Correction Factor for Mild Steel” en la columna correspondiente.
18. Usar el API a 60°F y la temperatura para entrar a la tabla 6A (del API) y obtener el CTL (Correction for Temperature on liquid) y anotarlo en el casillero respectivo.
19. Usar el API y la temperatura para entrar a la Tabla 1 y obtener el “Factor de compresibilidad del crudo”.
20. Usar el “Factor de compresibilidad” hallado en el paso anterior y la presión del **Probador** para entrar a la tabla “Correction for Pressure in liquid” y obtener factor CPL. Anotarlo en el casillero respectivo.
21. Realizar las operaciones aritméticas indicadas en la sección “Field Calculations”, a fin de obtener el “Prover Meter Factor”.
 - A: Corrected Prover Volume:
 $CPV = \text{(FORMULA DE LA PAGINA 132)}$
 Redondear a 4 decimales.
 - B: Corrected Meter Volume
 $CMV = \text{(FORMULA DE LA PAGINA 132)}$
 - C: Proven Meter Factor
 $PMF = CPV/CMV$
 Redondear a 4 decimales.
22. Abrir desde el panel la válvula automática que conecta al medidor con la línea del Comprador (V3 Figura N° 2.45).
23. Cerrar desde el panel la válvula automática que conecta al medidor (1 o 2) en servicio al **Probador** (V2 Figura N° 2.45).
24. Cerrar la válvula manual que conecta al **Probador** a la línea del comprador (V1 Figura N° 2.45).

Nota: En algunas Contratistas los datos de obtención de los factores CTS, CPS, CTL, CPL están introducidos dentro de la computadora, de tal manera que estos factores se obtienen automáticamente: Sin embargo, los Inspectores Fiscalizadores tendrán que verificar que estos valores tengan validez, haciendo uso de las tablas que se adjuntan, para comprobar que la linealidad del factor de medición se mantenga dentro de los rangos especificados (ver párrafos de Métodos que controlan el Factor de Medición).

Procedimiento de Prueba de los Medidores Coriolis

1) Objetivo

Establecer las actividades necesarias para la prueba periódica de los medidores másicos tipo Coriolis de la unidad LACT, tomando como referencia procedimientos anteriores y las características específicas de la nueva unidad.

2) Lineamientos básicos

1. Los medidores másicos tipo Coriolis están considerados como una alta sensibilidad y precisión, por esta razón los procedimientos de prueba deben tomar en consideración que condiciones aparentemente estables en otros tipos de medidores, no lo son para los Coriolis.
2. Los medidores Coriolis responden ante cambios en las condiciones de operación que no son perceptibles por otros medidores, esto los hace más precisos.
3. Los aspectos técnicos específicos sobre la prueba de estos medidores se encuentran en un documento emitido por el fabricante denominado “Prueba de Medidores Coriolis” (Proving Coriolis Meters”) y en la sección 2 del Manual de Operación de la Unidad.
4. La prueba es totalmente automática y está gobernada por la Unidad de Control y Calidad.
5. El documento oficial emitido en cada prueba por la Unidad LACT es denominado “Reporte de Prueba del Medidor” y su diseño es parte del presente Procedimiento.
6. Se incluye el Anexo A el cual deberá ser observado para una correcta aplicación de este procedimiento.
7. La frecuencia de las pruebas es semanal y esta normada por el Artículo 257 del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (D.S.-055-93). El caudal para la primera prueba de cada mes era el de transferencia y de 2800 bph. para el resto de las pruebas del mes.
8. Se establece una repetibilidad máxima de 0.05% para dar válida una prueba y una linealidad de $\pm 0.015\%$ entre pruebas realizadas dentro de condiciones normales de operación.
9. Todas las operaciones descritas en el presente documento se llevarán a cabo en el modo “AUTO” de la Unidad de Control y Calidad el cual es fijado con una llave en el switch 22 (S22 en Gráfico 1).

3) Procedimiento

1. Verificar la aplicación del Procedimiento de Calibración de los medidores coriolis (revisión de cero del medidor).
2. Verificar que la unidad LACT esté operando con un caudal de 2700 BPH como mínimo. Su aplicación se hará tomando en consideración el punto 7 de los Lineamientos Básicos.
3. Verificar que la medición se esté realizando en el modo Automático.
4. Verificar en el patín de medición que todas las válvulas necesarias para la prueba se encuentran en modo “Remote”. Las válvulas necesarias para cada medidor son:

Medidor A: MOV-100A. HV-100A. MOV-101. MOV-102. MOV-103

Medidor B: MOV-100B. HV-100B. MOV-101. MOV-102. MOV-103

5. Presionando las teclas [D] [E] [V] [Display], verificar que los parámetros de prueba del computador estén de acuerdo a lo especificado en el Anexo A. Cualquier modificación de estos parámetros requiere el retiro temporal del precinto de seguridad instalado en la parte posterior de los computadores de flujo (OMNI 6000). Concluidas las modificaciones deberá instalarse un nuevo precinto.
6. Presionar el botón etiquetado con “Prove Meter Run 100A” o “Prove Meter Run 100B” según corresponda a la operación deseada.
7. Se ejecutará automáticamente la siguiente secuencia de apertura/cierre de válvulas de prueba:
 - a) Apertura de válvulas de ingreso de fluido al prover (MOV-101)
 - b) Apertura de válvula de salida de fluido del prover (MOV-103)
 - c) Cierre de la válvula de flujo directo para entrega (MOV-102)
8. Al finalizar la operación de la última válvula, la válvula de 4 vías (MOV-200) lanzará la esfera hacia delante (Launch Forward).
9. Esperar 10 segundos después de que la esfera haya sido lanzada hacia delante y presionar una vez el botón “Prove Off” lo que suspenderá la prueba y permitirá pre-calentar el Probador; las válvulas se mantendrán en posesión de prueba. Si por alguna razón el botón “Prove Off” es presionado más de una vez al computador interpretará que toda la prueba debe ser cancelada e iniciará la secuencia de cierre de todas las válvulas necesaria para la prueba. Esto significará reiniciar el procedimiento desde el paso 6.
10. Esperar por lo menos 20 minutos hasta que el procesador adquiera la temperatura de trabajo y se establezcan las condiciones de flujo.
11. Presionar el botón para iniciar la prueba; si se está probando el Medidor A. presionar “Prover Meter Run 100A”; si se está probando el medidor B presionar “Prover Meter Run 100B”.
12. La prueba se iniciará lanzando hacia delante (“Launch Forward”) la esfera continuará viajando hasta obtener 5 corridas consecutivas con una desviación máxima de 0.05%.
13. La prueba terminará si ocurre cualquiera de las siguientes condiciones:
 - A. El computador obtuvo cinco corridas consecutivas con una desviación máxima de 0.05 entre los pulsos registrados por estas corridas. En este caso el computador automáticamente imprimirá el Reporte de Prueba del Medidor (Meter Proving Report)
 - B. El computador detectó alguna condición inestable y/o anómala durante la prueba y la canceló automáticamente
 - C. El computador después de 15 corridas no pudo obtener cinco dentro del límite de repetibilidad requerido (0.05%).
 - D. Se presionó el botón “Prove Off”.
14. Si se da la condición “A”, la prueba podrá darse por concluida satisfactoriamente firmando los Partes del Medidor (Meter Proving Report) en señal de verificación y aceptación de dicha prueba.

Estando el computador programado para implementar o introducir automáticamente en cada prueba, es importante verificar el comentario que aparece en la parte inferior del Reporte de Prueba del Medidor, este puede ser:

- a. MF is automatically implemented: Significa que el factor obtenido ha sido aplicado por estar dentro de lo especificado. Por lo tanto, a partir de ese momento, empieza a corregir la medición con dicho factor.

- b. MF is not implemented: Significa que el factor obtenido no ha sido aplicado por estar fuera de lo especificado superando el límite de Linealidad establecido de $\pm 0.15\%$. En este caso deberá repetirse la prueba e investigar las causas de tal desviación.
15. Si se dan las condiciones “B”, “C” o “D”, el computador imprimirá un Reporte de Prueba Cancelada (Prove Abort Report) y los representantes autorizados podrán decidir intentar una nueva prueba o postergar la misma para otra oportunidad. La decisión deberá estar basada en la posibilidad de que las condiciones momentáneas de bombeo y/o del equipo no sean estables (caudal, temperatura, presión, gravedad API, etc.).
 16. Una vez concluida las pruebas presionar el botón “Prove Off” para iniciar la secuencia de cierre/apertura de válvulas y continuar con la operación de medición ordinaria.

Procedimiento de calibración de los Medidores de Flujo Másico Coriolis

1) Puesta a cero de los medidores coriolis

La puesta a cero de un Medidor Coriolis es un procedimiento de calibración del elemento primario del medidor con el cual se establece la señal que corresponde a un flujo nulo. El valor cero o señal cero calculada, es usado por el transmisor para calcular el flujo que pasa por los tubos del medidor. Las siguientes son algunas guías generales para realizar este procedimiento:

- a. Cuando un medidor es inicialmente instalado es absolutamente necesario realizar el procedimiento de puesta a cero.
- b. Durante su operación normal, no se debe poner a cero un medidor a menos que sea necesario (las pautas se dan líneas abajo)
- c. No es recomendable iniciar la puesta en cero, si las válvulas no sellan perfectamente o si hay excesiva cantidad de vapor en el medidor, pues el valor obtenido será incorrecto y afectará negativamente la precisión del medidor.
- d. Un error en la puesta a cero de un medidor, es mucho más significativo cuando se trabaja con los bajos caudales, que cuando se usa con altos (el error se obtiene dividiendo la desviación del cero entre el caudal).
- e. Si la desviación del cero conduce a un error mayor del aceptable, se deberá realizar tantas puestas a cero como sean necesarias hasta lograr la mayor precisión.

2) Procedimiento para revisar el cero del medidor

1. Abrir la válvula de alivio ubicada antes de la unidad LACT.
2. Iniciar la operación de la bomba de entrega de producción.
3. Mantener el medidor a calibrar por lo menos 1 hora en operación antes de iniciar este procedimiento.
4. Cerrar la válvula manual que se encuentra aguas abajo del medidor a revisar (HV-100A O HV-100B0). El flujo se desviará por la válvula de alivio (descrita en paso 1) y la bomba mantendrá la presión en niveles de operación normal (50psi y 120F°)
5. Conectar el comunicador HART y esperar por lo menos 1 minuto.
6. Monitorear el “cero vivo” (live zero) que se encuentra bajo el menú de “diagnostico” del comunicador HART.
7. Registrar los valores de “cero vivo” durante un periodo de 30 a 60 segundos”

8. Calcular el promedio aritmético de los valores registrados.
9. Si el promedio calculado excede el rango de ± 150 Lb/hr, se deberá ejecutar el procedimiento de puesta a cero del medidor.
10. Si el promedio calculado está dentro del rango de ± 150 Lb/hr, esto indicará que el medidor está correctamente calibrado y no hay necesidad de realizar ajuste alguno.
11. Registrar los datos obtenidos en la Bitácora de Operación de la unidad LACT.

3) Procedimiento de puesta a cero de los Medidores Coriolis

1. Abrir la válvula de alivio ubicada antes de la unidad LACT.
2. Iniciar la operación de la bomba de entrega de producción
3. Mantener el medidor a calibrar por lo menos 1 hora en operación antes de iniciar este procedimiento
4. Cerrar la válvula manual que se encuentra aguas abajo del medidor a revisar (HV-100A O HV-100B). el flujo se desviará por la válvula de alivio (descrita en paso 1), y la bomba mantendrá la presión en niveles de operación normal (50psi y 120°F).
5. Conectar el comunicador HART e iniciar el proceso de “Zeroing”. Este proceso tomará alrededor de 3 minutos.
6. Registrar los datos en la Bitácora de Operación de la unidad LACT.
7. Ejecutar el “procedimiento para revisar el cero del medidor” para verificar que se puso a cero adecuadamente.

4) Recomendaciones para una buena adecuada puesta a cero

1. El medidor de estar adecuadamente montado en la línea.
2. El cable del medidor debe estar conectado al transmisor antes de aplicar energía al transmisor.
3. El transmisor debe estar funcionando por lo menos 30 minutos antes de iniciar la puesta a cero.
4. El medidor debe estar totalmente lleno de crudo a condiciones de presión y temperatura típicas. El mejor cero se obtiene en el punto medio del rango de temperatura de operación (120°F).
5. Verificar que la densidad leída durante la puesta a cero sea la misma que la observada durante la operación previa del medidor. Densidades menores indicarán que se han formado burbujas de gas por falta de presión en la línea.

Cuando un medidor es adecuadamente Puesto a cero, el promedio de flujo en condiciones de flujo nulo, debe ser cero. La indicación de flujo puede fluctuar entre valores positivos y negativos, pero el promedio debe ser muy cercano a cero. Si no es así, el medidor debe ser Puesto a Cero nuevamente. Si no se logra obtener un cero razonable después de 3 Puestas a cero consecutivas, es probable que cualquiera de las 3 condiciones esté ocurriendo:

1. Existe flujo a través del medidor debido a fuga en la válvula aguas abajo.
2. Hay vapor en el medidor
3. Hay una interferencia vibracional con el sensor del medidor.

2.3. GLOSARIO DE TÉRMINOS BÁSICOS

No se ha considerado el glosario de términos básicos porque algunos términos relacionados al presente trabajo de investigación están referenciados en el Marco Referencial.

2.4. MARCO REFERENCIAL

Normas Nacionales

- Ley 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos (Norma actualizada a mayo del 2010)

La medición de la producción fiscalizada de hidrocarburos resulta importante para la valorización de la producción fiscalizada para efectos del pago/cobro de la regalía/retribución contemplados en los artículos 45° y 46° de la ley orgánica de hidrocarburos, por parte de los contratistas petroleros, lo que a su vez tiene efectos sobre la recaudación del estado peruano por concepto de la renta petrolera.

Artículo 45°.- Los Contratistas pagarán la regalía por cada Contrato de Licencia en función a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos provenientes del área de dicho Contrato.

En este caso, el Contratista pagará al Estado la regalía en efectivo, a precios internacionales de acuerdo a mecanismos de valorización y de pago que se establecerán en cada Contrato.

La regalía será considerada como gasto.

Artículo 46°.- La retribución de cada Contrato de Servicios se determinará en función de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos proveniente del área de dicho Contrato y se pagará conforme se acuerde en cada Contrato. Los mecanismos de valoración en este caso seguirán los mismos criterios establecidos en el Artículo 45.

Las normas técnicas que reglamentan las actividades de hidrocarburos están comprendidas en el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DECRETO SUPREMO N° 032-2004-EM) preparado por el Ministerio de Energía y Minas.

El Reglamento de las Actividades de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos ha sido preparado por el Ministerio de Energía y Minas en el cumplimiento con el artículo 33° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y tiene por objeto normar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a nivel nacional con el fin de obtener la máxima producción eficiente de los hidrocarburos que permita la recuperación final de las reservas sin desmedro técnico económico de su magnitud. Este reglamento consta de 8 títulos, el título VII se refiere a la producción y específicamente el capítulo IV de este título a la medición de hidrocarburos fiscalizados. Por ser de interés se transcribe el capítulo IV.

MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS FISCALIZADOS

Artículo 278.- Petróleo Fiscalizado

La medición y Fiscalización de los Hidrocarburos provenientes del Área de Contrato deberá efectuarse en la frecuencia acordada en los Puntos de Fiscalización de la Producción establecidos

en el Contrato, mediante Aforo o Medición Automática. Los Hidrocarburos Fiscalizados medidos se registrarán en las boletas respectivas.

Artículo 279.- Sistemas de Medición Automática

Cuando se utilice sistemas de Medición Automática, el Contratista deberá instalar dos medidores, uno de los cuales será el operativo y el otro será de reemplazo, éstos deberán estar equipados con impresor de boletas de medición que proporcionará por escrito un registro diario del volumen de los Hidrocarburos Fiscalizados.

Artículo 280.- Prueba de medidores

Los equipos de Medición deberán ser probados una (1) vez por semana como mínimo y comprobados periódicamente a solicitud de cualquiera de las Partes.

Artículo 281.- Calibraciones de los equipos de Aforo y Medición

La calibración de los equipos de Aforo y Medición Automática deberá efectuarse cada vez que sea necesario o cuando medie solicitud de cualquiera de las Partes.

Artículo 282.- Muestras testigo de Hidrocarburos Líquidos Fiscalizados

Con la finalidad de verificar las características físico-químicas de los Hidrocarburos Líquidos Fiscalizados en los Puntos de Fiscalización de la Producción, periódicamente y según se requiera, pero con una frecuencia no menor de una (1) vez por mes, las Partes recogerán simultáneamente tres (3) Muestras testigo de los Hidrocarburos Líquidos Fiscalizados. Dichas Muestras testigo serán selladas y almacenadas durante (90) noventa días a partir del día de su recolección. En caso de controversia, se conservarán las muestras pertinentes hasta que la controversia sea solucionada.

En caso de controversia o desacuerdo acerca del resultado del análisis ésta será resuelta de acuerdo al mecanismo de solución de controversias previsto en el respectivo Contrato y supletoriamente, el asunto será sometido a la entidad que las partes acuerden (Universidad Nacional de Ingeniería - UNI, INDECOPI, entre otras), cuyos fallos serán obligatorios para las Partes.

Artículo 286.- Confiabilidad de equipos

Con la finalidad de preservar la integridad, confiabilidad y seguridad de los equipos de fiscalización, el Contratista adoptará las acciones necesarias. Asimismo, PERUPETRO se reserva el derecho de exigir la instalación de accesorios específicos para garantizar la inviolabilidad de los equipos de medición.

Artículo 287.- Aplicación de normas

El procedimiento para Aforo, Muestreo, Medición, Fiscalización y control de calidad de Hidrocarburos se regirá por las normas API, ASTM y AGA correspondientes.

Artículo 288.- Aplicaciones API

En las actividades establecidas en este capítulo se deben emplear las prácticas recomendadas por el API, última edición, o cualquier otro instituto de prestigio internacional, tal como lo contenido en el MPMS (Manual of Petroleum Measurement Standard) - última edición, o por cualquier otra institución internacionalmente reconocida en la industria petrolera.

Para el proceso de fiscalización tanto manual (aforo de tanques) o automática, mediante el uso de unidades L.A.C.T., están regida por normas: del Instituto Americano del Petróleo (A.P.I), de La Sociedad Americana de Pruebas de Materiales (A.S.T.M.) y también por la Dirección General de Hidrocarburos - M.E.M.

Entre los procedimientos más importantes se describen a continuación con sus respectivas normas:

- Medida de la temperatura en los tanques con el uso de termómetros de copa Norma A.P.I., Capítulo 7, Sec. 1.
- Medida de la temperatura de los tanques con el uso de termómetros digitales; Norma API, Capítulo 7, Sec. 3.
- Medida del Líquido; se realiza conforme al A.P.I. Capítulo 3, Sec. 1., también A.P.I Standard 2545 y ratificado por el A.S.T.M. 1085 - 65.
- Muestreo manual en tanques, Norma A.P.I, Capítulo 8, Sección 1.
- Determinación de la gravedad, Norma A.P.I Capítulo 9 Sec. 1 'Método ASTM D-1298-90.
- Determinación de agua y sedimentos por medio del método centrífugo (centrífuga temperada), Norma A.P.I Capítulo 10, Sec. 3, método A.S.T.M 4007-95. El Tolueno para esta prueba debe de cumplir con las regulaciones del A.S.T.M. 0362.
- Determinación de agua y sedimentos método centrífugo (método en frío), Método A.S.T.M. 1796.
- Determinación del contenido de sal; método A.S.T.M. D - 3230.
- Procedimiento para fiscalización de petróleo medido, con medidores de desplazamiento positivo o turbina, norma API, Capítulo 5, Sec. 2 y 3.
- Calibración de probadores, método Water Draw, A.P.I. Capítulo 4, Sec. 2,3,4, Capítulo 11.2.3, Capítulo 12.2.

También el fiscalizador debe tener presente las siguientes normas dadas por el Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Hidrocarburos.

- **D.S. N° 032-2004-EM**, Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Ley 26221)
- **D.S. N° 039-2014-EM**, Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

2.5. HIPÓTESIS

2.5.1. Hipótesis General

Con la Propuesta de Fiscalización Automática en la Producción del Petróleo mediante una Unidad de Medición Mejorada en el Noroeste del Perú se podrá modernizar la fiscalización automática de la producción de petróleo, eliminando los errores humanos y teniendo en cuenta el mantenimiento oportuno de la unidad de medición para eliminar el error mecánico.

2.5.2. Variables

- ✓ **Variable independiente:** Producción Fiscalizada de Petróleo

✓ **Variable dependiente:** Unidad de Medición mejorada para Fiscalización de Petróleo

Operacionalización de las variables: La producción fiscalizada de petróleo es una mercancía muy importante en el mercado del petróleo, más aún cuando el precio del barril de petróleo es alto, su medición es relevante durante el proceso de fiscalización, de modo que seleccionar una unidad de medición mejorada para la fiscalización automática es imprescindible.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. ENFOQUE Y DISEÑO

Según el enfoque se pueden considerar los siguientes diseños para el presente trabajo de investigación:

Cuantitativo: no experimental.

Cualitativo: de investigación-acción.

3.2. SUJETOS DE LA INVESTIGACIÓN

Los campos de petróleo en el Noroeste del Perú.

3.3. MÉTODOS Y PROCEDIMIENTOS

En la investigación se utiliza el método hipotético-deductivo, Martínez y Ávila (2009) precisan que “(...) las hipótesis se admiten o rechazan según sea el resultado de la contrastación de las mismas: una hipótesis se justifica y acepta si queda confirmada, y se rechaza si es refutada”.

En este sentido el procedimiento consistirá en:

- i. Planteamiento del tópico a investigar o problema de estudio.
- ii. Formulación de una hipótesis para explicarlo tentativamente.
- iii. Confrontación de la hipótesis con la realidad (tras el recojo de información).
- iv. Comprobación de la validez de la hipótesis.
- v. Si la consecuencia es verdadera, confirma la hipótesis.
- vi. Si la consecuencia es falsa, refuta la hipótesis.

3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

➤ **Técnicas de muestreo:**

Simple.

➤ **Técnicas de Recolección de Datos:**

Gabinete.

➤ **Instrumentos de recolección de Datos:**

Observación, Revisión Bibliográfica.

➤ **Instrumentos de análisis:**

Tablas.

CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y MEDIDORES DE FLUJO MÁSSICO CORIOLIS UTILIZADOS EN LAS UNIDADES LACT EN EL NOROESTE DEL PERÚ

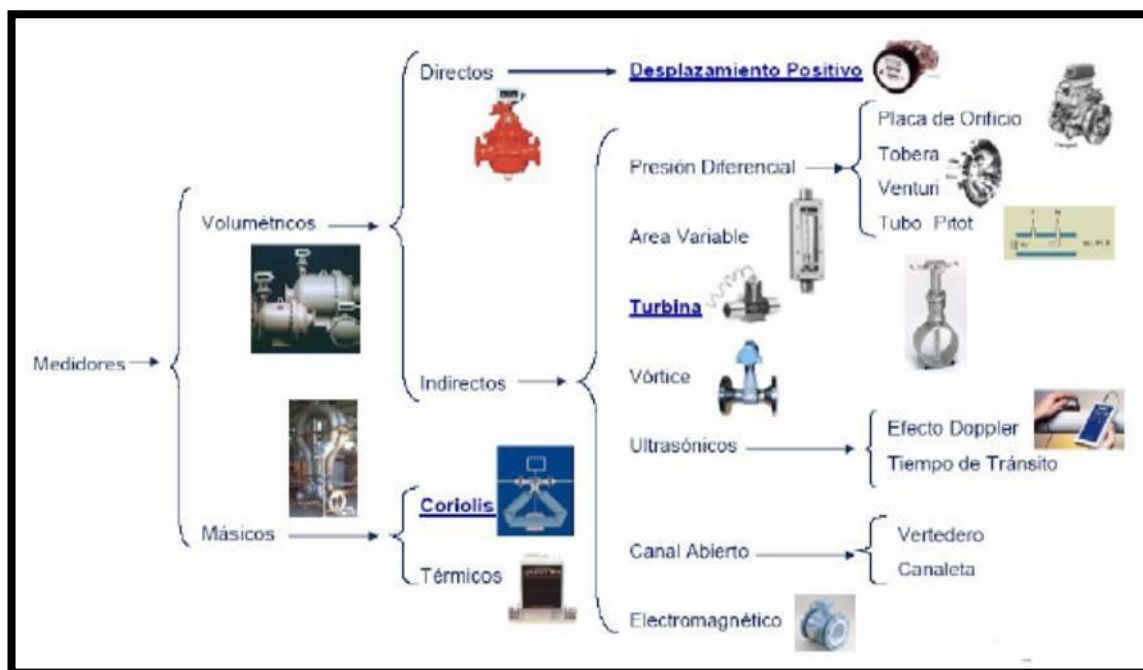


Figura 4.1. Clasificación de Medidores de Flujo.

Fuente: Medicion de Hidrocarburos Liquidos_team | Viscosidad ... <https://es.scribd.com › doc › 296662284 › Medicion-de-Hidrocarburos-Liquidos>

4.1.1. Unidades Lact

- Unidad de Contrato de Transferencia Automática de Petróleo.
- Miden con cierta precisión y exactitud, el producto que la compañía A entrega a la compañía B.
- Utilizan un medidor de flujo y un probador de medidor de flujo

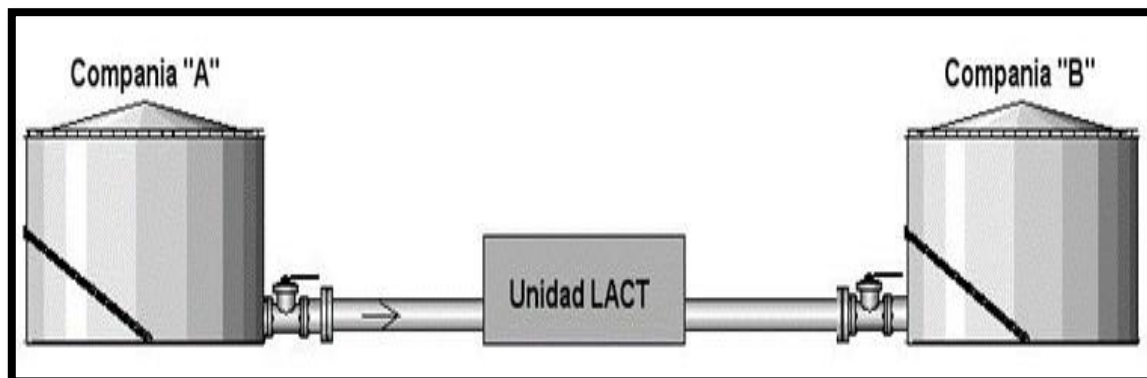


Figura 4.2. Unidad LACT.

Fuente: Curso de Medición Imtecom_Operaciones_OCP

4.1.1.1. Tipos de Probadores

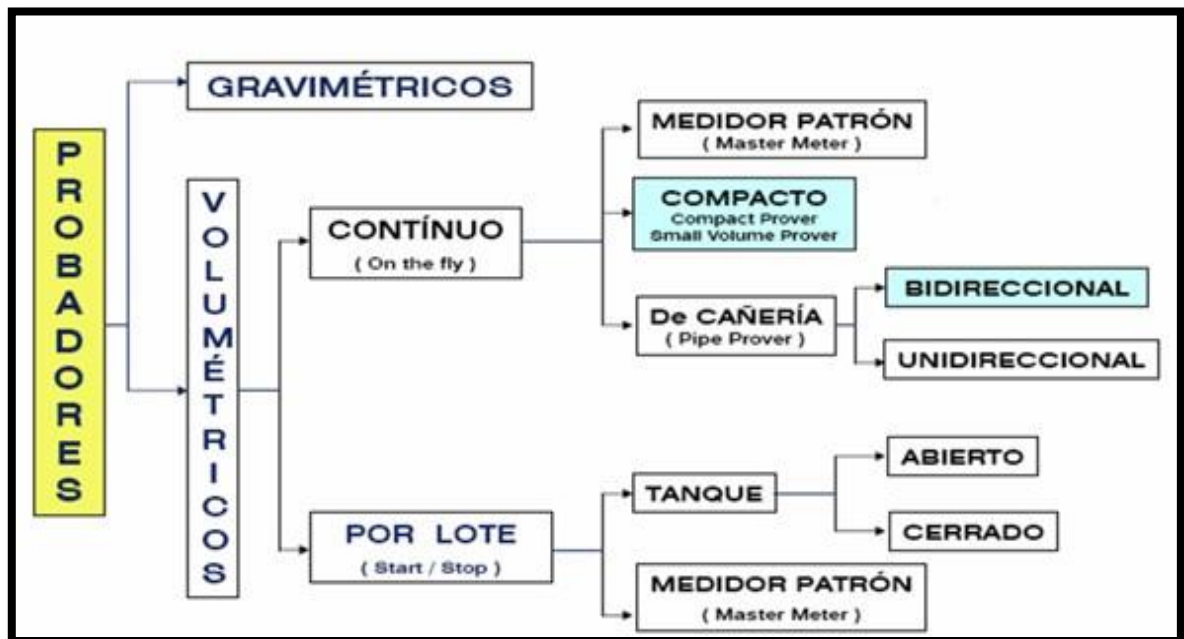


Figura 4.3. Tipo de probadores.

Fuente: Medición, Control, Metrología S.A.S./CAREC

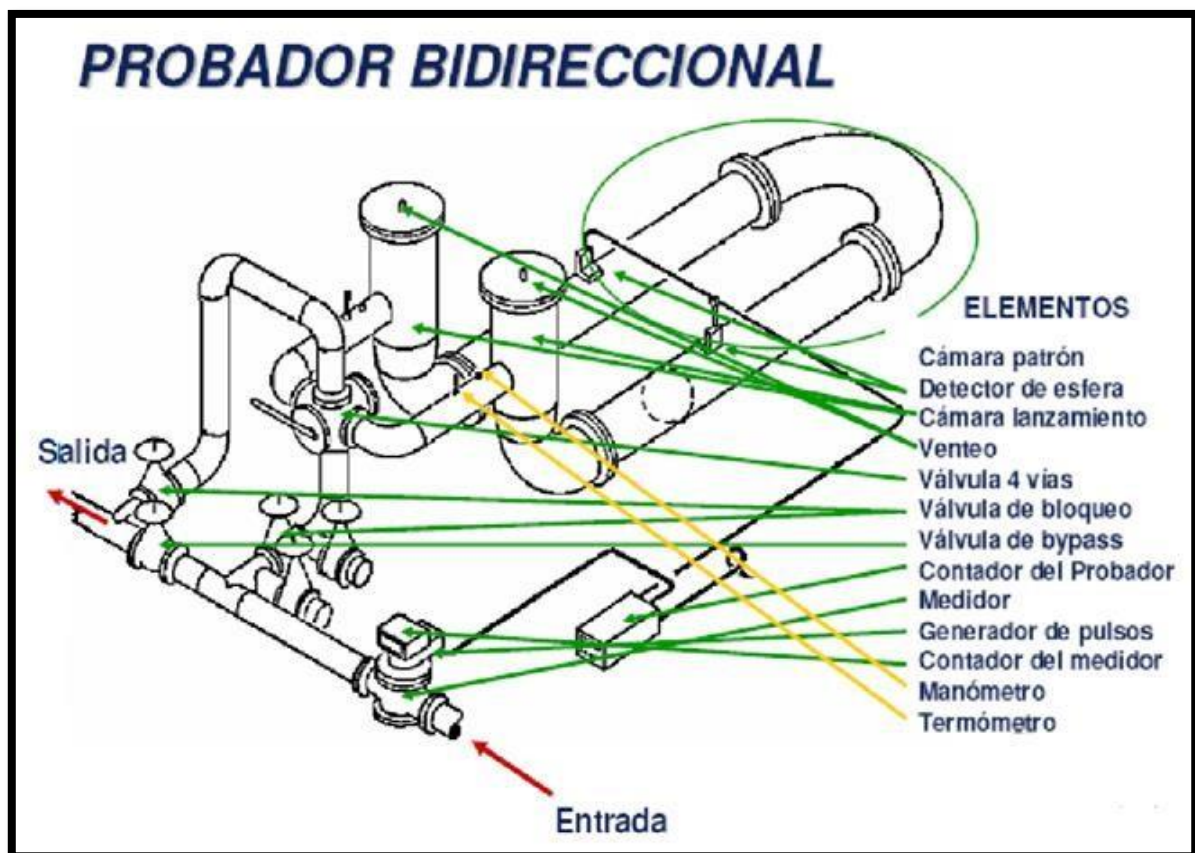


Figura 4.4. Probador bidireccional.

Fuente: Medición, Control, Metrología S.A.S./CAREC

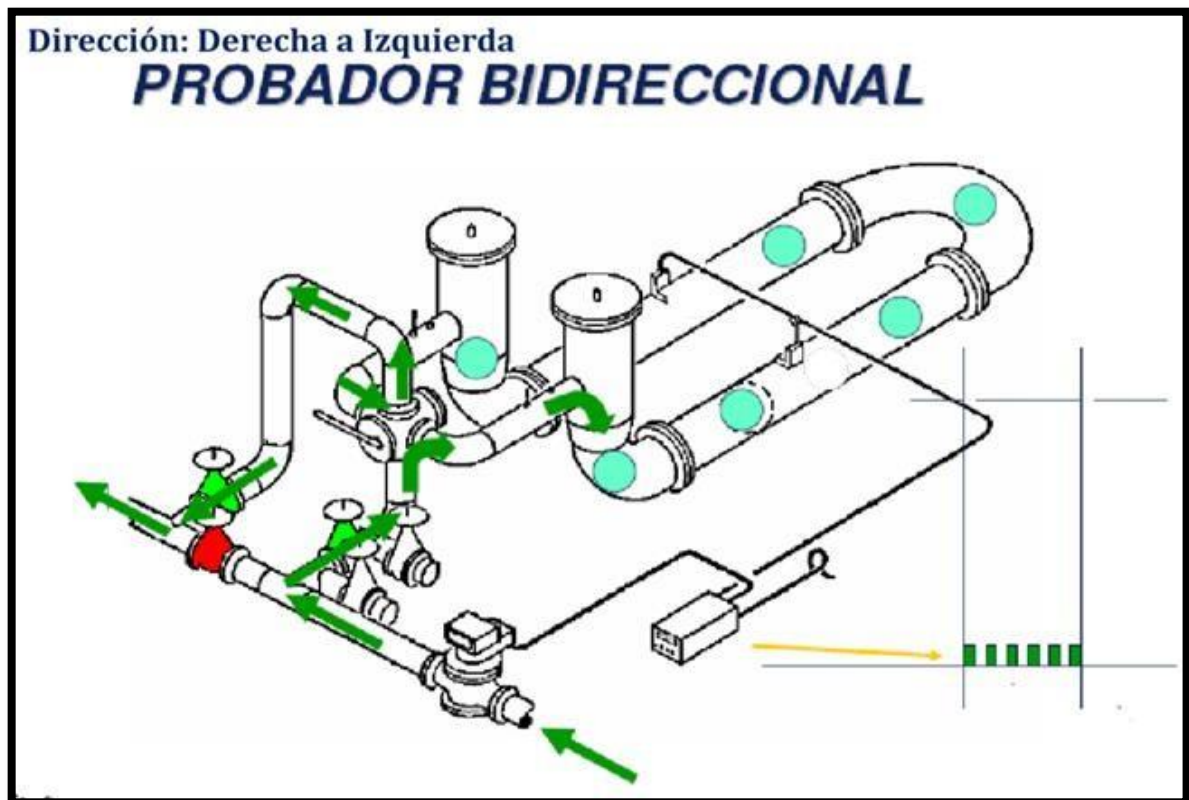


Figura 4.5. Probador bidireccional / Dirección: Derecha a Izquierda.

Fuente: Medición, Control, Metrología S.A.S./CAREC

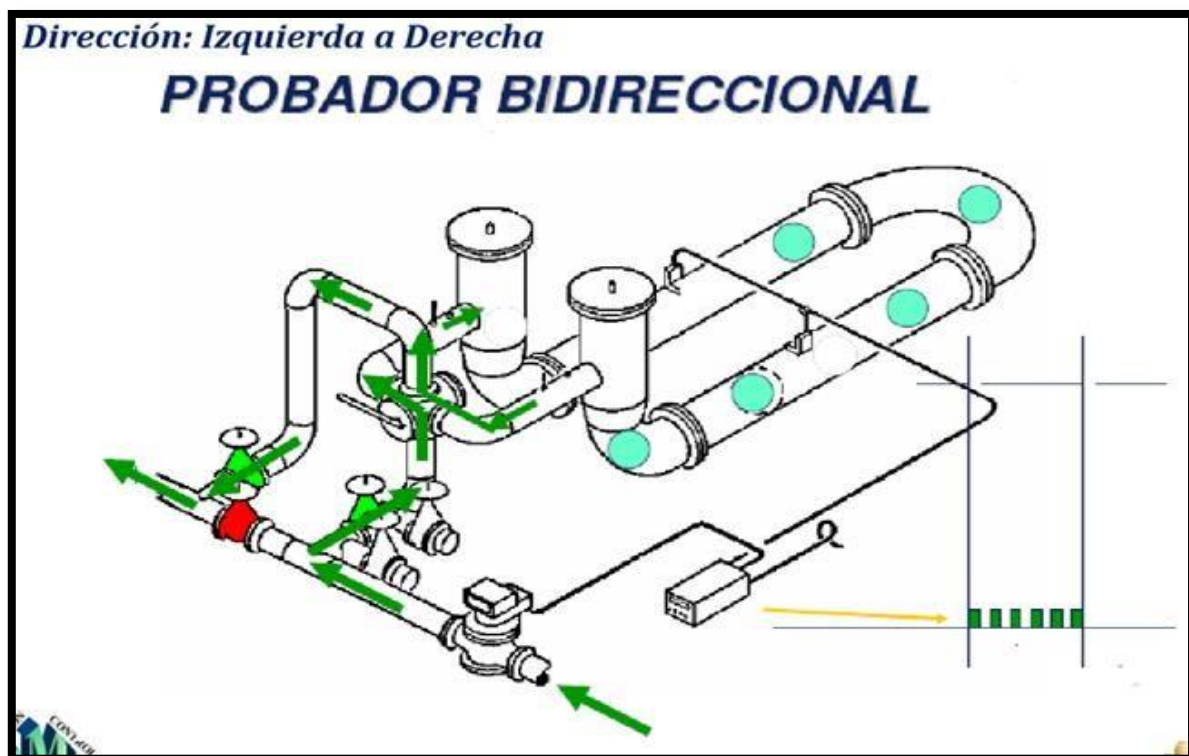


Figura 4.6. Probador bidireccional / Dirección: Izquierda a Derecha.

Fuente: Medición, Control, Metrología S.A.S./CAREC

4.1.1.2. Calibración de Probadores

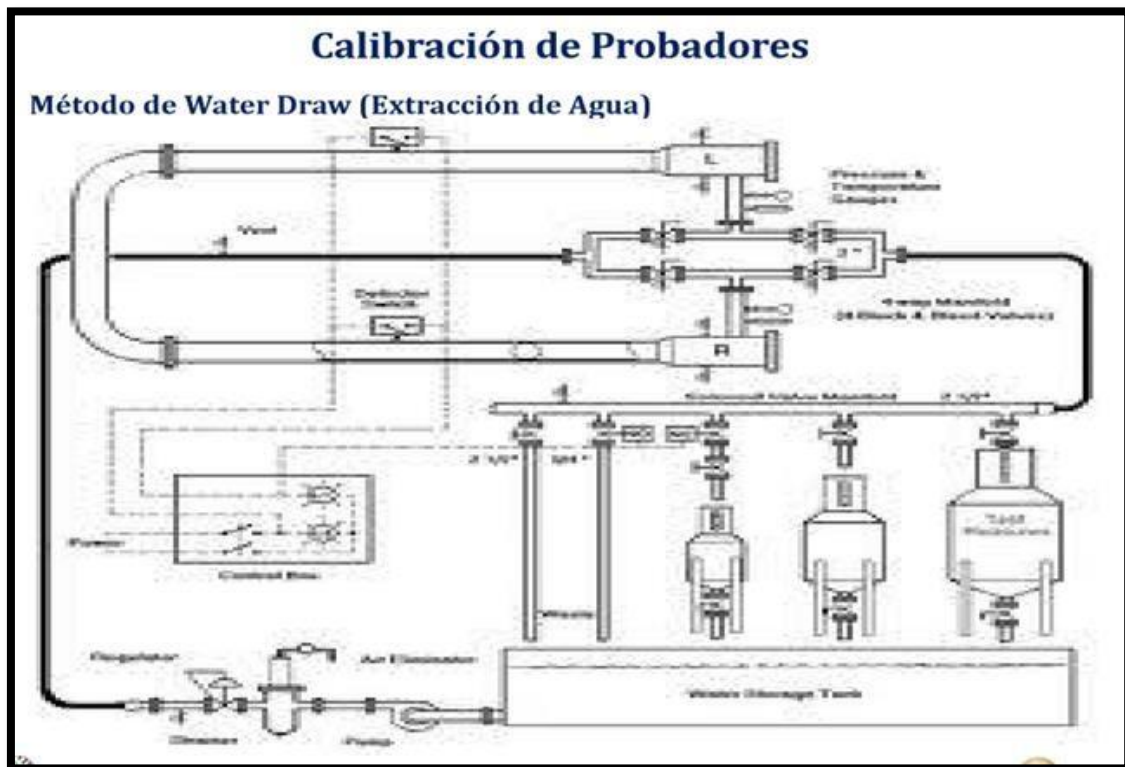


Figura 4.7. Diagrama de calibración de probador bidireccional.

Fuente: Medición, Control, Metrología S.A.S./CAREC



Figura 4.8. Fotografía de calibración de probador bidireccional.

Fuente: Medición, Control, Metrología S.A.S./CAREC

MÉTODO DE WATERDRAW (EXTRACCIÓN DE AGUA)

Consiste en sincronizar el probador con un sistema de recolección auxiliar compuesto por recipientes volumétricos patrón, haciendo pasar agua por el probador y recibiendo en este patrón. Toda la tubería del probador y sus conexiones deberán estar llenas y sin presencia de aire ni otro producto diferente al agua. El desplazador se sincroniza con el sistema de recolección de agua por medio de los detectores de desplazamiento, de manera que el volumen de agua recogido en los recipientes patrón, es igual al volumen de agua desplazado entre los detectores. Se deben aplicar correcciones por temperatura del agua y por presión en el probador.

Alternativamente, se puede utilizar el método gravimétrico para medir la masa de agua desplazada.

Consideraciones para calibrar un probador:

- Uso
- Tiempo entre calibraciones
- Historial de uso y calibración
- Costo beneficio de la calibración
- Requerimientos contractuales
- Valor de fluidos medidos

También se debe recalibrar cuando:

- Se efectúen reparaciones que afecte el volumen certificado del probador
- Cambios en volumen de probador detectados en carta control medidores
- Cumplimiento de intervalos de tiempo máximo recomendado

PERIODO CALIBRACION DE PROBADORES	
Tipo de probador	Periodo
Tanque	5 años
Uni o bidireccionales	5 años
Medidor maestro	3 meses
Probador compacto	3 años
Probadores móviles	2 años

Tabla 4.1. Período de calibración de probadores.

Fuente: Medición, Control, Metrología S.A.S./CAREC

4.1.2. Criterios de selección del tipo de Medidor de Flujo

Los medidores de flujo deben ser seleccionados con base en la aplicación, en el flujo (continuo o discontinuo), en la caída de presión, en la viscosidad y en la limpieza del producto, contenido de azufre, acidez, etc.

Para volúmenes grandes de desplazamiento, se utilizan normalmente las turbinas. Aunque factores tales como presión, temperatura, rangos de flujo, fluidos contaminantes pueden influenciar en la selección del tipo de medidor, viscosidad y el caudal son los factores que deben considerarse.

La viscosidad influye en la selección del medidor, de acuerdo con el flujo transferido (Figura 4.1). Esta figura muestra que los medidores de desplazamiento positivo se comportan mejor, cuando la viscosidad es alta, en cambio los medidores de turbina trabajan mejor con baja viscosidad. Las turbinas cumplen mejor su funcionamiento, cuando el flujo es turbulento (Número de Reynold mayor de 10,000) de esta manera las turbinas pueden usarse también en líquidos altamente viscosos.

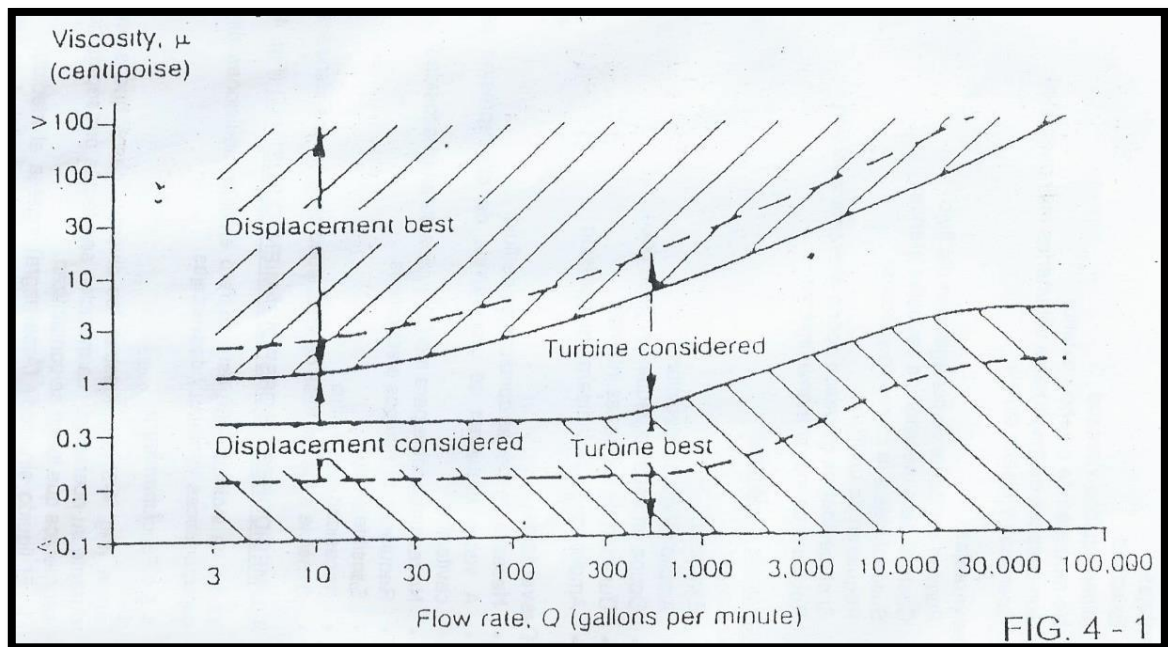


Figura 4.9. Guía para selección de tipo de medidor.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Los medidores de turbina son normalmente usados, para medir productos de baja viscosidad, productos refinados; tales como propano, kerosene, diesel, en tales circunstancias, y con una operación continuada la vida útil será mayor que los medidores de desplazamiento positivo. Los medidores de turbina no deben ser usados en líquidos que contienen mucha parafina u otras sustancias incrustantes que alteren la sección transversal, afectando el factor de volumen.

Una vez que se ha seleccionado el tipo del medidor, las operaciones rutinarias de prueba y los procedimientos de mantenimiento deben ser programados regularmente.

Medidores de Desplazamiento Positivo

Ventajas

- Exactitud
- Miden líquidos viscosos
- No requieren de potencia exterior
- Son capaces de medir hasta volúmenes muy pequeños
- Operación y diseño simple

Desventajas

- Pueden ser dañados por agitación del flujo
- Costoso por medición de caudales grandes

- Susceptibles a la corrosión y erosión
- Requieren de un filtro
- Si el medidor es golpeado podría alterar la medición
- Requieren de mayor mantenimiento

Medidores de Turbina

Ventajas

- Exactitud
- Amplio rango de medición de flujos para líquidos de baja viscosidad
- Ocupa un espacio pequeño y pesa poco
- Duración de las partes internas
- Amplio rango de temperatura y presión de operación

Desventajas

- Necesita de ciertas condiciones de flujo
- A veces requieren de una válvula de contra presión para prevenir cavitación
- No recomendable para medir líquidos de alta viscosidad
- Requieren de equipos electrónicos
- Sensible a fallas
- Necesidad de un filtro
- Sensible a los cambios de viscosidad para crudos viscosos

Medidor de Masa (Medidores Coriolis)

Ventajas

- Bajo nivel de mantenimiento
- No es susceptible al daño por fluido en dos fases
- No es sensible al de cambio de viscosidad
- Medición directa de masa y densidad
- Dependiendo de la curvatura puede requerir enderezador de flujo

Desventajas

- Condiciones de instalación exigentes, incluyendo choques y vibraciones
- Puede acumular depósitos internos, que afectan las mediciones
- Limitantes en el tamaño del medidor 10"
- Requiere presión de sustentación
- Genera altas caídas de presión

Medidores Ultrasónicos

Ventajas

- Se fabrican en grandes diámetros
- La respuesta del medidor es rápida
- Aceptable exactitud
- Amplia rangeabilidad

Desventajas

- Se ve afectado en aplicaciones de dos fases
- Su instalación es exigente
- Tecnología relativamente nueva
- Requiere de probadores más grandes que los normales y mayor número de corridas de calibración para obtener la repetibilidad de norma

4.1.2.1. Consideraciones del Diseño para Medidores de Desplazamiento Positivo. Según Norma API Cap. 5, sección 2

La instalación (incluyendo el medidor) debe ser capaz de operar eficientemente entre los rangos mínimos y máximos del caudal, presión y temperatura de acuerdo a las especificaciones del medidor. La instalación debe asegurar una máxima vida de operación, para lo cual dispondrá de un filtro que se instalará antes del medidor para retener partículas sólidas extrañas tales como; arena, carbonatos, etc. La instalación debe trabajar a una adecuada presión, para que el medidor mida una sola fase que es líquido. Los sensores de presión y temperatura inmediatamente antes o después del medidor.

Para asegurar la continuidad de la fiscalización se dispondrá de dos medidores iguales, calibrados, dispuestos en paralelos y conectados a un solo probador (prover).

A. Causas que afectan el factor de medición. Según norma API Cap. 5, sección 2

El factor de medición, es el número que se obtiene por división entre el volumen actual del líquido que pasa por el medidor del probador (proving) y el volumen registrado en el medidor. Para posteriores medidas el volumen registrado por el medidor se multiplicará por el factor encontrado, para obtener la medida corregida a 60°F. y presión atmosférica.

Hay muchos factores que pueden cambiar el comportamiento de un medidor de desplazamiento positivo, tales como la entrada de partículas extrañas, que se soluciona solamente eliminando la causa del problema (filtros). Otros factores que dependen de las propiedades del líquido que se mide deben ser consideración en el diseño y en el sistema de operación. Los factores más importantes son: el caudal, viscosidad, temperatura y deposición de sólidos en líquidos como parafina.

1) Variación del Caudal

El factor de medición varía con el flujo o caudal. En el extremo inferior del rango del flujo se hace menos confiable y consistente que en la porción media o altos regímenes de bombeo. Si se plotea el factor de medición vs el flujo para diferentes condiciones de operación, es posible seleccionar el factor de la curva obtenida; sin embargo, si se dispone de un probador permanente en la instalación es mucho mejor considerar que este valor, pero en todo caso evitar situarse en los rangos superior e inferior según diseño del medidor.

2) Variación de la Viscosidad

El factor de medición es afectado por la tendencia de adherirse el fluido de las paredes de la cámara en medición, cuando la viscosidad se incrementa. El cambio de la viscosidad se debe a variaciones en las propiedades del líquido (gravedad API) o de la temperatura, sin cambiar las condiciones de

líquido. Un cambio sustancial de la viscosidad, puede afectar los rangos permisibles del flujo, según diseño del medidor.

3) Variación de la Temperatura

El incremento de la temperatura origina una expansión en la cámara de medición debido al coeficiente de expansión de las partes metálicas, cuando metales diferentes son usados (por ejemplo, paletas de aluminio en un elemento medidor de hierro fundido), el juego o espacio entre las partes de dos metales diferentes cambia con la temperatura afectando el volumen desplazado, el cual es alrededor de 0,02% por cada 10°F de cambio de temperatura. Además, un incremento sustancial en la temperatura, puede producir una parcial vaporización del fluido convirtiéndolo en un flujo de dos fases, lo cual alteraría la presión del medidor.

4) Variación de la Presión

Un cambio sustancial en la presión de operación afectara el desplazamiento del volumen en un medidor de simple condición, mas no en uno de doble condición. Sin embargo, como una guía, cuando se opera con presión que cambian más de 20 psi, el uso de un medidor de doble condición o un factor de ajuste por presión debe ser considerado.

5) Desgaste

El desgaste tiene un efecto de incremento en el desplazamiento, por ejemplo, el desgaste de los cojines de las paletas origina un mayor juego, que altera la medición de volumen entregado.

6) Deposición

La deposición, tales como parafina reduce el volumen desplazado. Sin embargo, la deposición se elimina pasando agentes químicos de limpieza que diluyan la parafina.

4.1.2.2. Condiciones del Diseño para Medidores de Turbina. Según norma API Cap. 5, Sección 3

La experiencia muestra que una porción de tubería recta debe haber, antes y después del medidor, para evitar agitación o fricción interna del líquido con las paredes de la tubería, una longitud de 20 diámetros (diámetro interno del tubo) y 5 diámetros antes y después del medidor respectivamente, es suficiente para obtener una buena precisión en las medidas. En el caso que por diseño no se cumpla con estas condiciones, un enderezador de flujo que no es más que una serie de tubos rectos de diámetro pequeño; dispositivo parecido a un intercambiador, que tiene un diámetro exterior igual al de la tubería, el cual elimina la acción de remolino, cuando válvulas, codos u otras conexiones están muy próximas al medidor. La longitud del enderezador es de (2D-3D) diámetros nominales del medidor (Figura 4.2), la desventaja de este dispositivo es la caída de presión que se produce al pasar el flujo por los tubos pequeños. En conclusión, si se dispone de un espacio suficiente, evitar el uso de enderezadores de flujo.

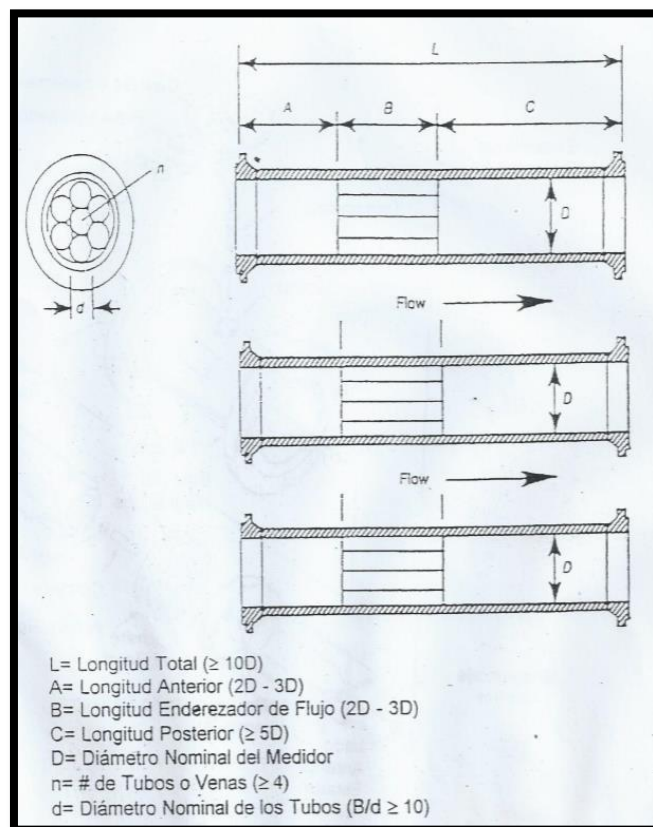


Figura 4.10. Enderezadores de flujo.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

El sistema de medición instalado, debe garantizar una larga vida de operación, para ello se dotará de dispositivos que retengan partículas abrasivas que ocasionan un prematuro desgaste. Es necesario que tenga cada medidor un filtro (Figura 4.3), como precaución, a pesar que en nuestro caso el petróleo que se fiscaliza es limpio, almacenado previamente en un tanque de reposo.

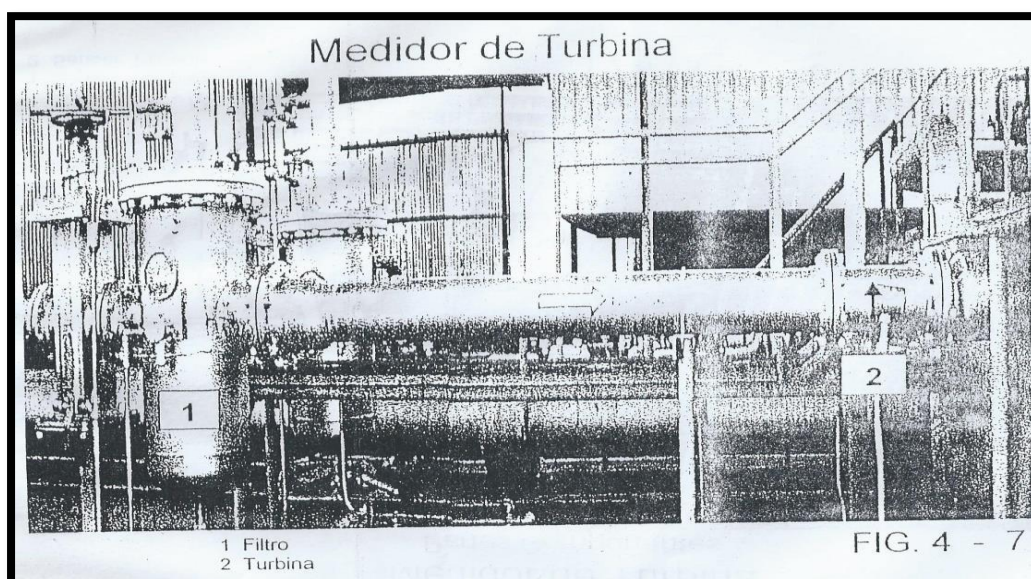


Figura 4.11. Filtro de medidor de turbina.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Termómetros, manómetros, sensores de presión y temperatura (Figura 4.4), cualesquiera de estos instrumentos se instalarán antes o después del medidor próximo a éste; pero fuera de la longitud mínima mencionada anteriormente.

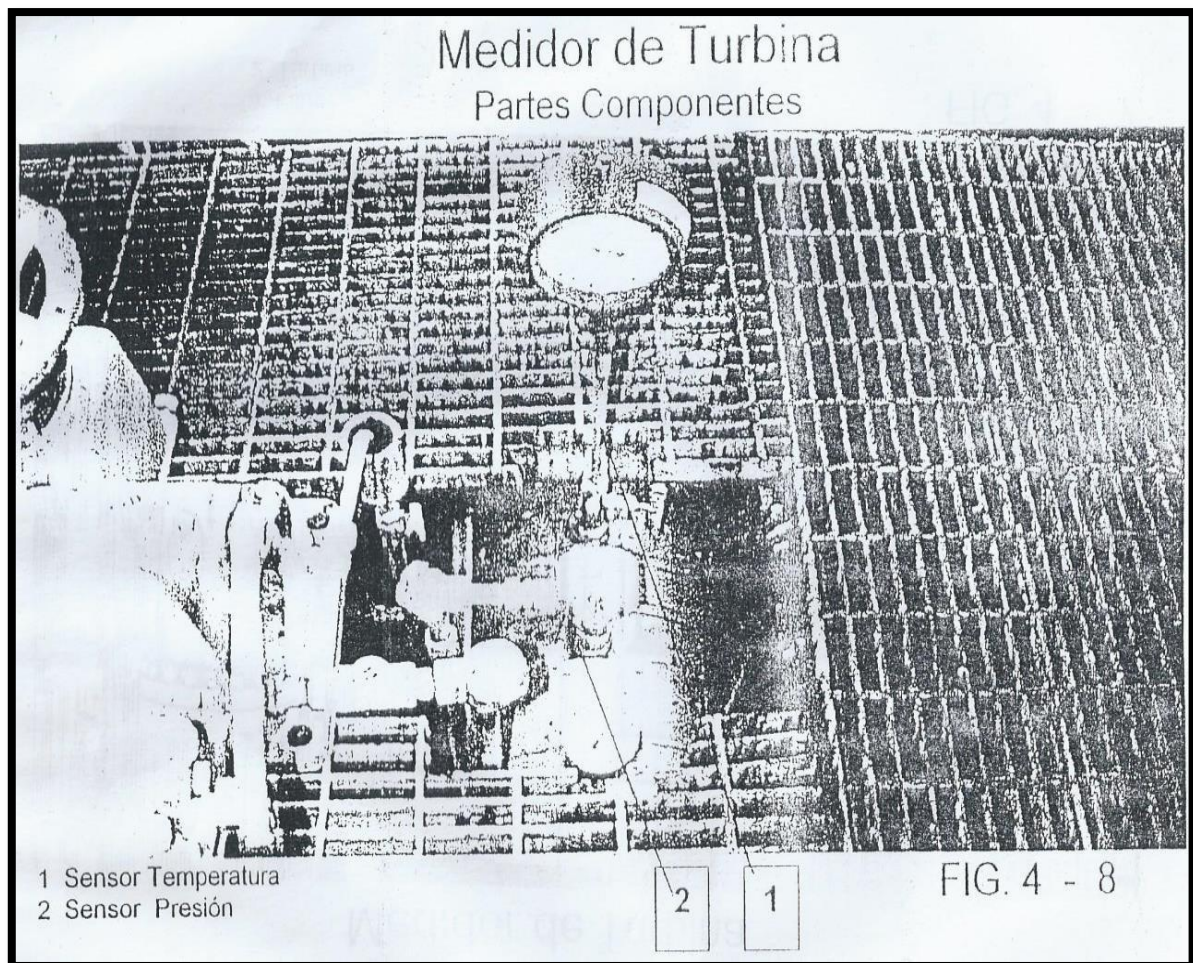


Figura 4.12. Termómetros, manómetros, y sensores de presión y temperatura.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

A. Causas que afectan el Factor de Medición. Según norma API Cap.5, Sección 3

Muchas causas o factores cambian la performance de un medidor de turbina, la entrada de partículas extrañas al medidor, puede ser resuelta por la eliminación de esta causa. La deposición o incrustado, tales como carbonatos o parafina deben ser considerados en el diseño y en la operación de recolección del crudo en el campo. Las variables que tienen mayor incidencia en el factor de medición son el caudal o flujo, viscosidad, temperatura y presión.

1) Variación en el régimen de flujo

El factor de medición varía con el régimen de flujo, en el extremo inferior del rango de flujo la repetibilidad y la linealidad (ver métodos que controlan el Factor de Medición y Medición de la Producción Fiscalizada) se hacen menos confiables y consistentes que la porción media o alta. De todas maneras, ante una variación notoria en el caudal, el factor debe ser corregido, con los resultados obtenidos por el probador.

2) Variación de la Viscosidad

Los medidores de turbina son sensibles a la variación por viscosidad. Desde que la viscosidad de un hidrocarburo líquido cambia con la temperatura, la respuesta del medidor depende de ambos: viscosidad y temperatura. La viscosidad de hidrocarburos ligeros tales como la gasolina permanece la misma, para amplios rangos de cambio de temperatura. En crudos pesados el cambio del factor es significativo porque la viscosidad, cambia con una pequeña variación en la temperatura; entonces en tales circunstancias es recomendable reajustar el factor de corrección.

3) Variación de la temperatura

Además de los cambios que afectan a la viscosidad, una variación significativa en la temperatura del líquido, puede afectar la precisión del medidor, por cambios en las condiciones físicas que afectan al volumen medido por el medido, como resultado de la expansión o contracción termal del acero, esto se verá con mayor detalle, cuando se trate de los procedimientos de prueba de los medidores.

4) Variación de la densidad

Un cambio en la densidad del líquido produce un cambio significativo en el factor de medición, cuando se está operando con flujos muy bajos con respecto a las especificaciones del medidor.

Para líquidos con una densidad relativa de aproximadamente 0.7 o menos debe tomarse en cuenta en elevar el valor mínimo del caudal, si estas son las circunstancias, para mantener la linealidad. El incremento del flujo depende del tipo y tamaño del medidor. Para determinar el mínimo caudal aceptable se tendrá que realizar diferentes pruebas hasta cumplir con los valores de linealidad y repetibilidad, conceptos que se definirán cuando se trate sobre los probadores de los medidores de flujo (prover meters).

5) Variación de la presión

Los cambios en la presión del fluido, afectan al factor de medición, debido a la expansión o contracción del acero; por ello debe ser considerado en la corrección del factor cuando hay una variación tangible en la presión del bombeo.

Como los medidores por diseño miden una sola fase, en este caso líquido, hay que evitar el burbujeo de gas en las condiciones de operación porque esto afectaría la precisión del medidor. En casos como el mencionado se requerirá incrementar la presión dentro de los rangos permisibles de diseño y operación.

B. Métodos que controlan el Factor de Medición

Los valores obtenidos de los factores de medición de un grupo selectivo por un período determinado, deben ser ploteados en un gráfico para que el agrupamiento de estos valores esté dentro de un rango de variación superior e inferior. Los límites que son abscisas paralelas en la Figura 4.5 se determinan por la siguiente ecuación:

$$LSC = LC + 3 * SIGMA$$

$$LIC = LC - 3 * SIGMA$$

Donde:

LSC	= Límite superior de control
LIC	= Límite inferior de control
LC	= El promedio aritmético de los valores obtenidos para un período determinado.
SIGMA	= Desviación estándar del grupo de valores mencionado.

Un gráfico por medidor debe ser preparado el cual garantiza su validez siempre y cuando la viscosidad, temperatura, gravedad y presión del crudo se mantienen constantes y un régimen de bombeo dentro de los límites tolerables. Este gráfico determina la linealidad de un medidor cuya precisión debe estar dentro los límites ya indicados anteriormente.

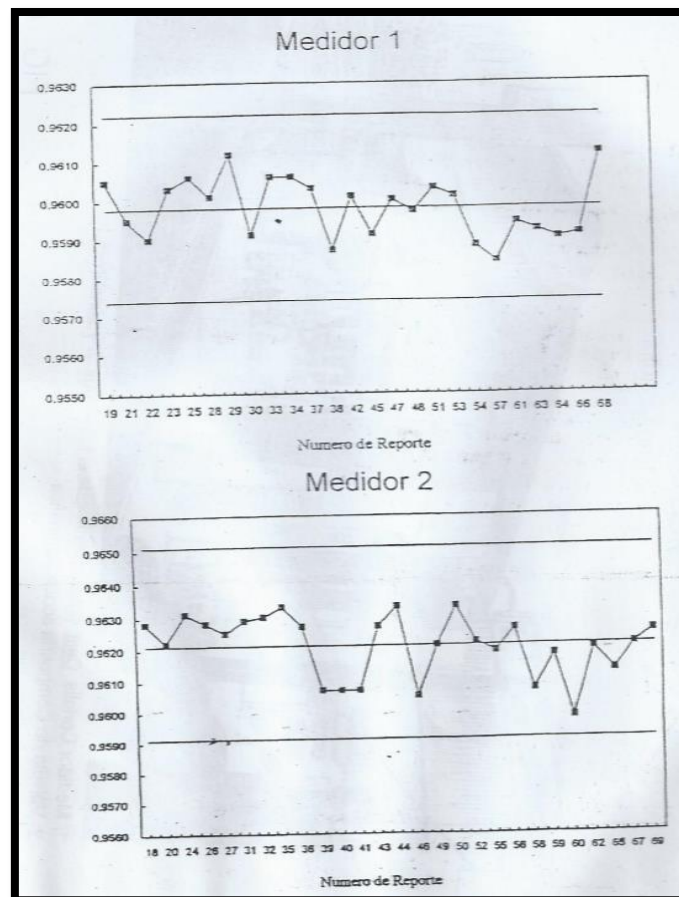


Figura 4.13. Control del Factor de Medición.

Fuente: Curso CAREC (2000), Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (segunda edición).

Cuando el valor de un factor de medición comprobado, este fuera de los límites determinados nos está indicando que alguna falla puede estar ocurriendo en el sistema de medición, para lo cual es necesario verificar paso a paso, no necesariamente en el mismo orden que a continuación se indica:

- Propiedades físicas del líquido.
- Partes móviles de la turbina
- Chequeo de las válvulas aberturas y cierre completo

- Revisar los switches en el probador
- La bola de desplazamiento en el probador
- Sensores de presión, temperatura, densidad
- Contador de pulsos, preamplificador, sistema de transmisión de las señales transductores, los dispositivos de lectura
- Filtros, eliminadores de aire
- Las condiciones de operación del sistema de medición y el probador, cuando estas difieren de las condiciones de diseño.

4.1.3. Exactitud de la Medición por Contador Versus el Aforo de Tanques

Aquí se explica porque los sistemas de medición por contador son más exactos que los de aforo de tanques para medir el volumen de petróleo que ha sido transferido desde un tanquero (camión, carro tanque, barcaza o buque cisterna) hacia un tanque de almacenamiento.

Se considera que el término “Sistema de Medición por Contador” que se utiliza aquí consta de los siguientes componentes:

1. Medidor(es) de Desplazamiento Positivo (P.D.) o de Turbina.
2. Eliminator(es) de Aire.
3. Filtro(s).
4. Probador.
5. Dispositivos para medir la Temperatura y Presión.

Se considera que el término “Sistema de Medición por Aforo” que se utiliza aquí consta de los siguientes componentes:

1. Tanque de Almacenamiento o Tanquero.
2. Dispositivo de Detección del Nivel de Líquido – Automático o Manual.
3. Tabla de aforo – Calculada en base a las mediciones lineales del tanque y con compensación para:
 - a. Correcciones a las medidas circunferenciales.
 - b. Cambio de volumen del tanque debido a la columna de líquido (presión).
 - c. Cambio de volumen del tanque debido a la temperatura del mismo.
 - d. Inclinación desde la posición vertical.
 - e. Obra muerta.
 - f. Techos flotantes o de volumen variable (donde sea pertinente).
 - g. Fondos de tanque irregulares.

Al analizar la exactitud de estas dos técnicas de medición volumétrica, se tratarán los siguientes factores que podrían influenciar en la precisión de la medición:

1. Variaciones en las Condiciones de Operación – Temperatura, Presión, Viscosidad y aire Arrastrado.
2. Condiciones Inherentes a la Precisión – Autoverificación, Tolerancia del Indicador de Volumen, Precisión de la Medición Lineal y las Correcciones Dimensionales del Tanque (Inclinación, obra muerta, techos flotantes o de volumen variable y fondos de tanque irregulares o inestables).

4.1.3.1. Variaciones en las Condiciones de Operación

1. Variaciones de Temperatura

Medición por Contador – La expansión térmica de la mayoría de los derivados del petróleo es grande, del orden del 0.04 – 0.07 % por °F. Por eso, este factor es importante y vuelve necesario hacer mediciones precisas de temperatura. El sistema de medición tendrá una sonda de temperatura en la tubería cerca del medidor para integrar o compensar continuamente la lectura del medidor por las variaciones de temperatura.

Aforo de Tanques – Como el efecto de las variaciones de temperatura del líquido sobre su volumen es grande, se requieren mediciones exactas de la temperatura del líquido del tanque. Hay muchas variables que afectan la precisión de las mediciones de temperatura de los líquidos de los tanques: (1) el tamaño de la sonda (de punto o de columna), (2) la cantidad de sondas (una o más), (3) la(s) ubicación(es) de la(s) sonda(s), (4) la variación en la temperatura del líquido (vertical, radial y/o circunferencial), (5) la temperatura ambiente y (6) el volumen de la tubería entre el tanquero de entrega y el tanque. Con referencia a la variable (6), mientras más grande el volumen de la tubería, mayor será su importancia porque este volumen es parte del “tanque” y cualquier diferencia de temperatura del líquido en la tubería entre el comienzo y el final de la entrega generalmente pasa desapercibida y por eso no se toma en cuenta.

Resumen – Este factor es significativo y las técnicas precisas de medición de la temperatura del líquido son necesarias. Al medir por contador, todo el líquido entregado pasa por la sonda de temperatura, en cambio con el aforo, la sonda de temperatura mide solamente una muestra muy pequeña de lo entregado. La fidelidad con que esa muestra pequeña represente al total de lo entregado es crítica.

2. Variaciones de Presión

Medición por Contador – La compresibilidad de la mayoría de los derivados del petróleo es insignificante, alrededor del 0.0004 – 0.0006 % / psi (0.04 – 0.06 por 100 psi). Por eso las mediciones de presión no son críticas ni tampoco son significativas sus fluctuaciones. Fácilmente se puede estimar la compresibilidad del líquido al calcular el volumen neto.

Aforo de Tanques – Como la única presión del líquido es la producida por la carga hidrostática, las presiones de líquido en los tanques son insignificantes. Por eso, la compresibilidad del líquido en los tanques es insignificantes (menos del 0.01 %).

Resumen – En la medición por contador es fácil tomar en cuenta este factor, y en el aforo de tanques se lo puede pasar por alto.

3. Variaciones de Viscosidad

Medición por Contador – Un cambio de viscosidad puede cambiar la lectura de un medidor, pero al calibrarlo con el producto que está siendo entregado, esta posible variación se elimina.

Aforo de Tanques – Los efectos de la viscosidad sobre el aforo dependen de la “adherencia” a las paredes del tanque. Los errores típicos debido a la adherencia son los siguientes:

Diámetro del Tanque (Pies)	Por Ciento de Error por Variación de Espesores		
	1/16"	1/8"	1/2"
50	0.04%	0.08%	0.33%
100	0.02%	0.04%	0.17%
200	0.01%	0.02%	0.08%

Tabla 4.2. Errores típicos debido a la adherencia a las paredes del tanque.

Fuente: FMC Energy Systems, Exactitud de la Medición por Contador Versus el Aforo de Tanques de Derivados del Petróleo entregados por Tanqueros, Boletín Técnico 107.

Resumen – El efecto de este factor sobre la precisión de la medición por contador se elimina calibrando el medidor con el mismo producto. Con el aforo, la adherencia o acumulación en la pared del tanque puede ser un problema y deberá resolverse por medio de la limpieza periódica del tanque. Adicionalmente, se debe notar que la adherencia puede variar (aumentar así como disminuir) a medida que pase el tiempo. Como resultado pueden ocurrir errores importantes que normalmente no son detectables.

4. Aire Arrastrado

Medición por Contador – Cualquier eliminador de aire que valga la pena debe poder acumular y desfogar las burbujas grandes de aire. El aire arrastrado en la forma de burbujas pequeñas es otro caso. Si bien el medidor medirá el aire así como el líquido, existe la posibilidad de que se disuelvan en el producto si están presentes en el sistema cantidades pequeñas de aire (0 – 5 % de aire libre), y por lo tanto no ocuparán ningún volumen en el momento en que pasen por el medidor. Los derivados del petróleo pueden disolver grandes cantidades de aire. La cantidad que se puede disolver se incrementa al aumentar la presión y reducir la temperatura. Como el aire se comprime bajo la presión del sistema, ocupando menos volumen, el error de medición debido a la medición del aire no desfogado o disuelto usualmente es insignificante comparado con el con el volumen total del flujo.

Aforo de Tanques – Las burbujas grandes de aire no deben causar ningún error porque normalmente subirán rápidamente a la superficie en el tanque y no afectarán a la medición del nivel. Pero si el aire se introduce al final de la entrega, durante las operaciones finales de transferencia y la burbuja no llega al tanque, sino que se atrapa en la tubería, puede causar un error importante. Usualmente las burbujas pequeñas de aire arrastrado estarán disueltas en el producto. Sin embargo, como la cantidad de aire que se puede disolver a presión alta es mayor que para presión baja, existe la posibilidad real que parte del aire disuelto salga de la solución en la forma de burbujas pequeñas, una vez que se reduzca la presión a la del ambiente del tanque. En los aceites más pesados como el aceite combustible #6, estas burbujas pequeñas usualmente quedan en el líquido hasta después del aforo del tanque, produciendo un error de medición.

Resumen – En cuanto a las burbujas grandes de aire, no deben presentar un problema para ninguno de los dos sistemas a menos queden atrapadas en la tubería al final de la entrega en un sistema de

aforo de tanques. El aire arrastrado en la forma de burbujas pequeñas debe estar disuelto. Sin embargo, la cantidad que puede disolverse en el sistema de medición por contador es mayor debido a la presión más alta (la presión del sistema en el medidor versus la presión atmosférica en el tanque). También, cualquier aire arrastrado ocupará mucho menos volumen al pasar por el medidor a la presión del sistema de lo que ocuparía dentro del tanque a la presión atmosférica. Por ejemplo, 1,000 galones de burbujas pequeñas de aire del tanque ocuparían solamente 200 galones en un sistema de medición por contador a 60 psig.

4.1.3.2. Observaciones Inherentes a la Precisión

1. Importancia de la autocomprobación

Medición por Contador - El medidor y el probador son ambos dispositivos de medición volumétrica que se comparan el uno con el otro. El factor del medidor, que representa su relación recíproca, puede variar levemente según los cambios en las condiciones de operación (es decir, viscosidad y tasa de flujo). A medida que se acumulen datos históricos, el factor del medidor llega a ser un indicador de la condición del sistema del medidor y probador. En otras palabras, frente a un conjunto dado de condiciones, se puede pronosticar el factor del medidor antes de probarlo. Por eso, si el factor del medidor se desvía de lo pronosticado, esto indica un cambio en el sistema que debe ser identificado y (si es necesario) corregido. En un sistema de medidor y probador, el medidor es el dispositivo activo de medición y el probador a su vez se calibra con el método de “water draw” con recipientes diseñados según el National Bureau of Standards.

Aforo de Tanques - El aforo usa un dispositivo simple de medición sin otro dispositivo (probador) para la comparación de los resultados de la medición. Los cambios o problemas grandes serán detectados simplemente por ser obvios, pero los pequeños pueden pasar desapercibidos. Al sospechar un problema, puede ser necesario calibrar el tanque para restablecer su precisión, que es un procedimiento largo y engorroso comparado con la calibración de un medidor.

Resumen - Un sistema de medidor y probador se auto comprueba porque son dos dispositivos de medición que se comparan entre sí. Esto permite la detección inmediata de posibles errores. El aforo de tanques, que se usa un solo dispositivo de medición, no tiene esta característica.

2. Tolerancia del indicador de volumen

Medición por contador - El registro del medidor comienza en cero (no hay ninguna tolerancia) y aumenta hasta la cantidad que se ha entregado. Utiliza un factor de medidor que se establece por medio de calibración. El volumen del medidor normalmente tiene que estar de acuerdo con el volumen del probador dentro de más o menos 0.025% para cinco ensayos consecutivos de calibración. En otras palabras, el medidor debe medir la cantidad entregada con una precisión que este dentro del 0.025% de su referencia, que es el probador.

Aforo de Tanques - Se necesitan dos lecturas para determinar el volumen de una entrega, el nivel inicial y el nivel final. Existe una tolerancia en cada lectura. Como no es el error de la lectura que varía sino la distancia entre las dos, el porcentaje (%) de error variaría según el volumen entregado. Por ejemplo, una tolerancia de 1/8 de pulgada frente a un cambio de altura de 10 pies implica una tolerancia de medición vertical de más o menos 0.02%, en cambio una tolerancia de

lectura de 1/6 de pulgada para un cambio de altura de 30 pies significa una tolerancia de medición vertical de más o menos el 0.3%.

Resumen - La tolerancia de precisión de la lectura de volumen de la medición con respecto a su referencia, que es el probador, típicamente es mejor que el 0.025% para todas las entregas. La tolerancia de la precisión de la lectura de volumen del aforo del tanque con respecto a su referencia, las tablas de aforo, puede ser casi tan buena como la del medidor para las entregas relativamente grandes, pero será muy grande para las entregas relativamente pequeñas.

3. Precisión de la medición lineal

Medición por Contador - Se establece el volumen calibrado del probador por “wáter draw” y no por la medición del tamaño físico del probador.

Aforo de Tanques - Si el tanque esta zunchado la importancia de la dimensión de la circunferencia varía según el tamaño del tanque. Una variación de una pulgada en la circunferencia del tanque de 20 pies de diámetro produce un cambio de 0.27% en el volumen, en cambio una variación de una pulgada de circunferencia para un tanque de 200 pies de diámetro resulta en un camino de volumen del 0.027%.

Resumen - el volumen del probador es atribuible al NBS (Oficina Nacional de Normas de los EEUU) porque se lo calibra con los recipientes que han sido calibrados por la NBS. Al calcular el volumen del tanque este no proviene de ninguna norma, sino que utiliza un estándar lineal que a su vez se utiliza para calcular el volumen. El “wáter draw” es reconocido como más preciso que el cálculo del volumen, porque de existir la posibilidad de utilizar cualquiera de los dos métodos. En el caso de los recipientes de prueba y los probadores, se los calibra con el “water draw” y no por medio de la medición y cálculo.

4. Correcciones dimensionales del tanque

Inclinación del tanque, obra muerta, techos flotantes o de volumen variable, fondos de tanques irregulares o inestables.

En el caso de la medición por contador estos no se aplican.

Aforo de Tanques - Todos estos son factores que hay que medir, calcular su volumen y luego utilizar para ajustar las tablas de aforo.

Resumen – Los comentarios de la sección se aplican aquí también.

4.2. DISCUSIÓN

Actualmente en el Noroeste del Perú se están utilizando unidades LACT, las cuales utilizan un medidor de flujo y su probador de medidor de flujo, que es la medida patrón de una unidad de medición. Los tipos de medidor de flujo conocidos son los Medidores de Desplazamiento Positivo, Medidores de Masa (Medidores Coriolis), Medidores de Turbina y Medidores Ultrasónicos. Según los antecedentes históricos en el Noroeste del Perú se utilizaron Unidades LACT con Medidores de

Turbina y con Medidores de Masa, hoy en día se utilizan con Medidores de Desplazamiento Positivo y con Medidores de Masa, por ejemplo, las empresas operadoras como Savia (Lote Z-2B), Sapet (Lote VI/VII), Petrolera Monterrico (Petromon) (Lotes II y XV) y la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC) (Lote X) utilizan Medidores de Desplazamiento Positivo y, Graña y Montero Petrolera (GMP) (Lotes I, III, IV y V) utiliza Medidor de Masa (Medidor Coriolis). Otra referencia es que en la Selva Peruana las empresas operadoras Pluspetrol Norte (Lote 8) y Frontera Energy (Lote 192) utilizan Medidores Coriolis.

Actualmente se sabe que Sapet no utiliza medidores automáticos, pero si la medición manual, debido a continuos robos de petróleo por terceros, perforando su oleoducto, con el objetivo de procesarlo en “refinerías clandestinas” para obtener combustible, o quizás estos actos delictivos correspondan a la ausencia de diálogo con la comunidad local y al incumplimiento de compromisos sociales de la empresa.

En relación a costos, un medidor de turbina cuesta menos que un medidor de desplazamiento positivo. Respecto a mantenimiento, para el medidor de turbina es supremamente más bajo que para el medidor de desplazamiento positivo. Refiriéndose al tamaño y peso, el medidor de turbina puede instalarse donde tal vez no se pudiera considerar un medidor de desplazamiento positivo. Al tratarse de exactitud, un medidor de turbina tiene una precisión de 0.25 % y el medidor de desplazamiento positivo tiene una precisión de 0.30 %.

Los medidores de turbina son normalmente usados, para medir productos de baja viscosidad, en tales circunstancias, y con una operación continuada la vida útil será mayor que los medidores de desplazamiento positivo, sin embargo, los medidores de turbina no deben ser usados en líquidos que contienen mucha parafina u otras sustancias incrustantes que alteren la sección transversal, afectando el factor de volumen, además su mantenimiento debe programarse regularmente. Los Medidores de Turbina cumplen mejor su funcionamiento, cuando el flujo es turbulento (altos flujos), de esta manera pueden usarse también en líquidos altamente viscosos.

En los campos petroleros del Noroeste del Perú, se registra continuamente la presencia de parafinas, que motivan la reducción de la producción de los pozos por la disminución de la permeabilidad, generando trabajos de servicio de pozos de operaciones de reacondicionamiento (acidificación y fracturamiento) para restituir la producción de los pozos mejorando su permeabilidad, de esta manera deja de ser atractivo el uso de Medidores de Turbina.

En la tesis “Predicción de Envolventes de Precipitación de Parafinas bajo la presencia de Inhibidores Químicos y Naturales” de Verónica Acevedo Álvarez, México, D.F., 2010, se mencionan las causas de la precipitación de las parafinas, por efecto de la temperatura, la solubilidad (evaporación de los componentes ligeros o volátiles) y la presión.

- **Temperatura:** Debido a que la temperatura del aceite cambia considerablemente durante su producción y su transporte, es muy importante conocer los efectos de dicho cambio en la solubilidad de la parafina en el aceite.

Respecto a la temperatura del aceite crudo se pueden presentar tres diferentes situaciones de precipitación de parafinas.

- 1) Si la temperatura del aceite y de la tubería son mayores que la temperatura de punto de niebla, no es posible la precipitación (la temperatura del punto de niebla del aceite crudo, es aquella a la que se inicia la generación de cristales de parafina).
- 2) Si la temperatura del aceite es mayor que la temperatura del punto de niebla, pero la temperatura de la tubería es menor a la temperatura del punto de niebla, la precipitación será ligera por lo que los cristales van a ser llevados con el flujo.
- 3) Si la temperatura del crudo y la temperatura de la tubería son menores que la temperatura del punto de niebla, se va a presentar la precipitación y puede presentarse una precipitación severa.

Para medición de hidrocarburos de alta viscosidad, se recomienda el uso de medidores tipo desplazamiento positivo, debido a su excelente linealidad de $\pm 0.15\%$ en un rango de flujo de 10:1. Si la viscosidad incrementa, esta relación también se incrementa. Debido a su forma de operar, el medidor de desplazamiento positivo no requiere de venas enderezadoras ni tramos de tubería recta antes y después del mismo, tampoco requiere de mantener una contrapresión, como en las turbinas.

Los medidores de tipo desplazamiento positivo podrán seleccionarse para líquidos que manejen parafinas o compuestos similares, aceites lubricantes, combustóleos, etc. Para el caso de medición de líquidos con altas temperaturas, arriba de 200 °F, los álabes del medidor deberán ser de acero al carbón para evitar daños y que éstos entren en contacto con la pared del medidor y se dañen. Se debe considerar que este cambio reducirá el alcance de medición del flujo máximo en un 25% aproximadamente.

Para seleccionar un medidor dinámico, **el mejor medidor es aquel que proporciona la mayor exactitud global en grandes sistemas de medición de transferencias, pues el sistema de medición más preciso es el más económico a largo plazo.** En ese sentido, en el cuadro comparativo de medidores dinámicos, se puede observar, en la novena fila, que el Medidor de Flujo Másico Coriolis tiene una precisión de 0.15 %, el Medidor de Turbina una precisión en el rango de 0.15 % - 0.25 %, el Medidor de Desplazamiento Positivo de 0.3 % y el Medidor Ultrasónico de 0.5 %. Por lo tanto, el medidor indicado sugerido sería el Medidor de Flujo Másico Coriolis.

En el Medidor Turbina hay vibraciones que pueden ocasionar datos erróneos y además su mantenimiento es de mayor frecuencia, por lo tanto, eleva sus costos.

En el Medidor de Desplazamiento Positivo si la exactitud se aleja, implica realizar mantenimientos continuos encareciendo sus costos, todo esto sin contar que hay desgaste de piezas y por lo tanto es mayor el error.

El medidor de masa, es un medidor que mide el flujo directamente, que, a diferencia de los medidores de desplazamiento positivo o turbinas, la precisión de la medida no está afectada a variables tales como: temperatura, presión, densidad, viscosidad; permite medir tanto crudos, livianos o muy pesados, en el flujo laminar o turbulento. Otro alcance es que no importa el tipo de fluido, se mide constantemente la densidad y eso hace más cercano el valor real de fiscalización de crudo.

4.3. PROPUESTA

La propuesta está basada en la mayor exactitud, la mayor precisión y el más económico a largo plazo.

4.3.1. Análisis Técnico

A continuación, se describirán algunas características técnicas en la que los límites de aplicación de un sistema de medición están dados por las características de funcionamiento que deben verificarse durante la operación de un equipo o sistema.

Error de medición

El error es una diferencia entre un valor de una medición leída, realizada o transmitida y el valor verdadero de una variable de medida. El valor verdadero no es posible determinarlo en la práctica por lo tanto se toma un valor de referencia considerado convencionalmente.

$$\text{error (\%)} = (V_{\text{indicado}} - V_{\text{verdadero}}) / V_{\text{verdadero}} * 100$$

Cualquier medición de una magnitud difiere respecto al valor real, produciéndose una serie de errores que se pueden clasificar en función de las distintas fuentes donde se producen.

Errores graves o gruesos: Se deben a los errores por parte del origen humano, es decir puede deberse a la mala lectura de los instrumentos, a un ajuste incorrecto y aplicación inapropiada, así como también a equivocaciones en los cálculos.

Errores sistemáticos: Se deben a las fallas de los instrumentos, como partes defectuosas o desgastadas y efectos ambientales sobre el equipo. Estos pueden ser evitados mediante una buena elección del instrumento, aplicación de factores de corrección o recalibrando los mismos contra un patrón.

Errores aleatorios o fortuitos: Se deben a causas desconocidas y ocurren incluso cuando todos los errores sistemáticos han sido considerados. Para compensar estos errores debe incrementarse el número de lecturas y usar medios estadísticos para lograr una mejor aproximación de valor real de la cantidad de medida.

Rango de flujo

Representa un conjunto de valores de una variable medida que está comprendida dentro de los límites superior e inferior de la capacidad de medida del medidor, es expresado estableciendo los dos valores extremos. Los medidores de flujo son diseñados para ciertas condiciones, uno de ellos son los rangos de flujo a medir que tiene cada uno, ya que algunos medirán en un rango mayor a otros que poseen rangos limitados.

Exactitud

Es la característica que presenta un medidor para reproducir la información dentro de un intervalo de incertidumbre, es un indicador de la confiabilidad del medidor para cuantificar el gasto. Representa una medida de la desviación de gasto medido con respecto al gasto real y se define como:

$$\text{Exactitud} = \frac{\text{Gasto real} - \text{Gasto medido}}{\text{Gasto real}} * 100$$

Precisión

La precisión de medida es la proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas. Es

habitual que la precisión de una medida se exprese numéricamente mediante medidas de dispersión tales como la desviación típica, la varianza o el coeficiente de variación bajo las condiciones especificadas. Una de las condiciones especificadas puede ser condiciones de repetibilidad.

Capacidades de medición

Las capacidades de medición están relacionadas con cada equipo, su diseño, tamaño y volumen que puedan operar, para la medición de volúmenes es un factor que influye ya que se pueden requerir de medidores con una alta capacidad, así como también algunos de no tan alto volumen dependiendo de las cantidades que se estén manejando.

Viscosidad del fluido

Los fluidos hidrocarbúricos presentan cierto grado de resistencia al movimiento ya que al pasar por tuberías u oleoductos pueden retrasar el flujo o pueden presentar dificultad para la medición del caudal como ocurre en los medidores de flujo. Existen medidores que presentan sensibilidad a los fluidos viscosos por lo que se debe tomar en cuenta ya que puede ser un limitante para el buen funcionamiento del medidor.

Rangeabilidad

Es una característica conocida como la relación entre los gastos máximo y el mínimo de flujo, para ciertas especificaciones de exactitud, a través de la cual la precisión es mantenida. Es decir, es el rango de flujo cubierto por el medidor dentro del cual se cumple la tolerancia de exactitud establecida. (Altendorf, 2011).

$$\text{Rangeabilidad} = \text{Flujo máx}/\text{Flujo mín}$$

Incertidumbre

La incertidumbre es un parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían atribuirse razonablemente, al mensurando. El objetivo es obtener datos de incertidumbre aproximados a cero ya que proporcionará seguridad en los procesos de medición. (Altendorf, 2011).

Repetibilidad

Es la característica de un medidor para producir lecturas de medición iguales en condiciones de flujo de fluido idénticas durante un periodo de tiempo determinado. Esto es evaluado como la máxima diferencia entre la lectura de medición y se expresa como un porcentaje dentro de una escala total, este concepto no es sinónimo de exactitud, es decir, podría existir una muy buena repetibilidad, pero una mala exactitud, un proceso de medición será excelente cuando se obtenga una buena exactitud acompañada de una buena repetibilidad. (Altendorf, 2011).

$$\text{Rango de repetibilidad} = (\text{valor máximo} - \text{valor mínimo}) / \text{valor mínimo} * 100$$

Linealidad

Según el API MPMS 1, es la curva de exactitud ideal de un medidor de volumen, la cual es una línea recta que denota un factor constante del medidor. La linealidad del medidor es expresada como el rango total de desviación de la curva de exactitud de línea recta entre los flujos mínimos y máximos recomendados. Las líneas de calibración deberán ser tomadas en cuenta, ya que son los puntos de referencia proporcionados por el fabricante acerca del comportamiento y de las condiciones de operación del medidor para lograr una buena exactitud. (Altendorf, 2011).

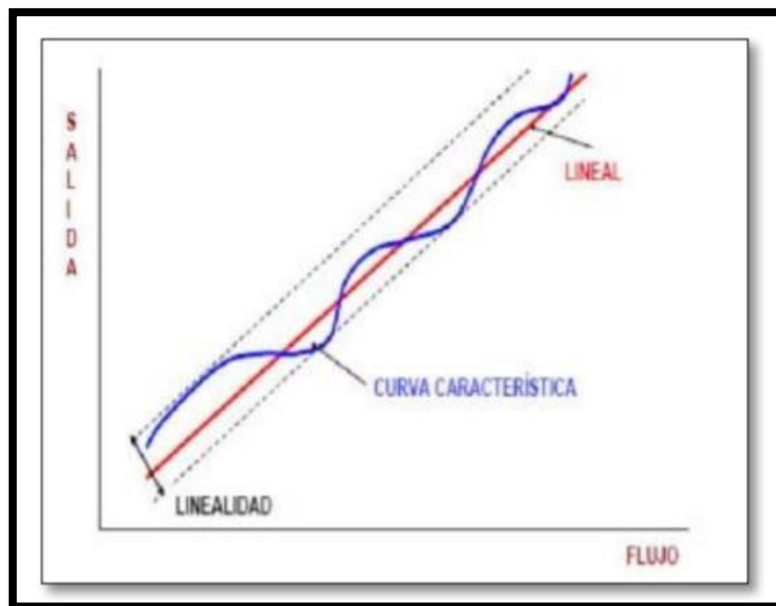


Figura 4.14. Ejemplo de linealidad de un medidor de flujo.

Fuente: Gil, 2016

Trazabilidad

Las calibraciones tienen que ser trazables. La trazabilidad es la declaración en la que se especifica con qué patrón se ha comparado un instrumento determinado a través de una cadena continua de comparaciones a patrones nacionales y/o internacionales.

Confiabilidad

La confiabilidad se refiere al nivel de exactitud y consistencia de las medidas o resultados obtenidos al aplicar un instrumento varias veces al mismo objeto, en condiciones tan parecidas como sean posibles. Es decir, si medimos alguna variable repetitivamente con un mismo instrumento de medición y se obtienen resultados similares, entonces podemos decir que el instrumento tiene un cierto grado de confiabilidad, por el contrario, sino se demuestra la confiabilidad del instrumento con las mediciones, siempre existirá un margen de duda sobre la calidad de los resultados y del instrumento utilizado.¹

¹ Tesis Estudio Comparativo entre Medidores de Desplazamiento Positivo de la Estación N°2 “Lumbaqui” y Medidores de Tipo Coriolis de la Estación “Sansahuari”, en Sistemas de Medición de Hidrocarburos, Erika Viviana López Cushicagua, julio 2018, Quito – Ecuador

Fabricante: FMC Technologies – Modelo Smith Meter F4	
Exactitud	± 0.25 % del Flujo
Repetibilidad	± 0.02% del Flujo
Rangeabilidad	10:1
Diámetro [in]	4
Flujo Máximo [barriles/hora]	858
Presión [psi]	1480
Rango de temperatura [°F]	- 20 hasta 200
Máxima Viscosidad	1000 cp.
Desgaste de partes	Si
Sensibilidad al perfil de flujo	Si
Caída de presión	Alta
Tolerancia a las vibraciones	Si
Tolerancia al ruido acústico	Si

Tabla 4.3. Especificaciones técnicas del Medidor de Desplazamiento Positivo.
Fuente: Catálogo FMC – TECHNOLOGIES

Fabricante: Micro Motion – Modelo CMF 350 M/A	
Tipo de fluido	Fluidos monofásicos
Exactitud	± 0.10% del Flujo
Repetibilidad	± 0.05% del Flujo
Rangeabilidad	20:1
Diámetro [in]	4
Masa de flujo nominal [lb/min]	10700
Masa de flujo máxima [lb/min]	15000
Flujo Mínimo [bls/hora]	1833
Flujo Máximo [bls/hora]	2570
Presión [psi]	1480
Rango de temperatura [°F]	- 58 hasta 400
Intervalo de Viscosidad	No afecta 0.5 – 20000 cp.
Desgaste de partes	NA
Sensibilidad al perfil de flujo	NA
Caída de presión	Alta
Tolerancia a las vibraciones	Si
Tolerancia al ruido acústico	Si

Tabla 4.4. Especificaciones técnicas del Medidor Másico Tipo Coriolis.
Fuente: Catálogo Micro Motion and Rosemount Flow Product

Parámetro	Tipos de Medidores							
	Desplazamiento positivo		Turbina		Coriolis		Ultrasónico	
	Valor	Referencia	Valor	Referencia	Valor	Referencia	Valor	Referencia
Costo pequeños	3	Mercado	1	Mercado	2	Mercado	4	Mercado
Costo en grandes	2	Mercado	1	Mercado	3	Mercado	4	Mercado
Costo instalación	3	Mercado	2	Mercado	4	Mercado	1	Mercado
Costo de mantenimiento	4	Mercado	3	Mercado	2		1	Mercado
Recuperación de la inversión	3		2		4		1	
Tecnología desde	> 100 años		1940 's		1977		1970	
Tipo de medidor	Directo	API MPMS 5.2	Inferido	API MPMS 5.3	Inferido	API MPMS 5.6	Inferido	API MPMS 5.8
Rangeabilidad	5-1	Paper 2180	20-1	Paper 2180	60-1	Tecnología	30-1	Tecnología
Precisión	0.3	Experiencia	0.15-0.25	Experiencia	0.15	Experiencia	0.50	Experiencia
Reynolds	No afecta	API MPMS 5.2 / E & H cap 3	>10.000	API MPMS 5.3	No afecta	API MPMS 5.6	= 10000	E & H (pag 408)
Viscosidades *	Mejor en > 50 cp	5.1 / E & H cap. 7	Mejor en < 50 cp	5.1 / E & H cap. 7	NO	API MPMS 5.6 (8.2.1)	NO	API MPMS 5.8 (10)
Mantenimiento	Alto	E & H cap.3	Medio	E & H cap.3	Medio	Experiencia	Bajo	E & H cap. 2
Rango temperatura, °F	< 480	Mercado	- 150 a 390	Mercado	< 480	Mercado	0 a 480	Mercado
Rango presión, psig	< 3000	Mercado	< 5700	Mercado	< 1500	Mercado	< 1000 **	Mercado
Fluidos sucios	NO	API MPMS 5.2 (6.2)	NO	API MPMS 5.3	SI	Mercado	NO	API MPMS 5.8
Diámetro, in	0.125-16	Mercado	0.1875-24	Mercado	25-8	Mercado	0.50-160	E & H cap. 3
Distancias	NO	API MPMS 5.2 (FIG 1)	SI	API MPMS 5.3 (FIG 3)	NO	API MPMS 5.6 (FIG 2)	SI	API MPMS 5.8 (FIG 1)
Flujos pulsantes	NO	E & H cap. 3 PAG 85	NO	E & H cap. 3 PAG 93	SI	API MPMS 5.6	SI	API MPMS 5.8 (anexo a)
Vibración	En algún grado	API MPMS 5.2 (5.2.7)	NO	API MPMS 5.3	SI	API MPMS 5.6 (8.2.4)	NO	API MPMS 5.8
Dos fases	NO	API MPMS 5.2 (5.2.3)	NO	API MPMS 5.3 (5.3.2)	NO	API MPMS 5.6 (6.3.1)	Posible	API MPMS 5.8 (2)
Sentido de flujo	Unidireccional +	API MPMS 5.2 (5.2.9.1.3)	Unidireccional +	API MPMS 5.3 (5.3.8.1.3)	Bidireccional	API MPMS 5.6 (6.1.7)	Bidireccional	API MPMS 5.8 (7)
Sólidos en suspensión	NO	API MPMS 5.2 (5.2.5)	NO	API MPMS 5.3	SI	API MPMS 5.6	NO	API MPMS 5.8 (anexo a)
Tipo de salida	Lineal	Mercado	Lineal	Mercado	Lineal	Mercado	Lineal	Mercado
Medición	Volumen	API MPMS 5.2 (5.2.1)	Volumen	API MPMS 5.3	Masa	API MPMS 5.6 (6)	Volumen	API MPMS 5.8 (1)
Medida de densidad	NO	Tecnología	NO	Tecnología	SI	API MPMS 5.6 (6)	NO	Tecnología
Acondicionador De flujo	NO	API MPMS 5.2 (FIG 1)	SI	API MPMS 5.3 (5.3.6.1)	NO	API MPMS 5.6 (FIG 2)	SI	API MPMS 5.8 (9.1)
Bajos flujos (< 2 gal/ min)	SI	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7	Revisar	E & H cap. 7
Caída de presión	3	E & H cap 10	2	Tecnología	4	E & H cap 10	Ninguna	Tecnología
Calibración	Conocida	Experiencia	Conocida	Experiencia	Conocida	Experiencia	Conocida	Experiencia
Repetibilidad	0.025	Experiencia	0.05	Experiencia	0.04	Experiencia	0.05	API MPMS 5.8 (11.2.2)
Partes móviles	SI	Tecnología	SI	Tecnología	SI	Tecnología	NO	Tecnología
Transferencia de Custodia	SI	API MPMS 5.2	SI	API MPMS 5.3	SI	API MPMS 5.6	SI	API MPMS 5.8
ácidos	NO	E & H cap. 7	NO	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7
Criogénicos	NO	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7
Orientación	Horizontal	API MPMS 5.2 (5.2.7.2)	Horizontal	API MPMS 5.3 (5.3.6.3.2)	Vertical, bander	5.6 (6.1.8) / E & H cap.	Vendor	API MPMS 5.8 (6.5)
Altos flujos (> 5280 gal / m	Revisar	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7	NO	E & H cap. 7	SI	E & H cap. 7

Tabla 4.5. Cuadro comparativo de Medidores de Flujo.

Fuente: Medición de Hidrocarburos Liquidos_team | Viscosidad ... <https://es.scribd.com › doc › 296662284 › Medicion-de-Hidrocarburos-Liquidos>

Parámetros	Medidores	
	Desplazamiento Positivo	Másico Tipo Coriolis
Exactitud	$\pm 0.25\%$	$\pm 0.10\%$
Linealidad	Media	Alta
Repetibilidad	$\pm 0.03\%$	$\pm 0.025\%$
Rangeabilidad	Media	Alta
Mantenimiento	Alto (mínimo dos veces al año)	Bajo (mínimo una vez al año)
Consideraciones de viscosidad	Buen desempeño a altas viscosidades	No presenta afectación con la viscosidad
Fluidos Abrasivos o Corrosivos	Si afecta	No afecta

Tabla 4.6. Cuadro comparativo de las características de los medidores de flujo monofásico.

Fuente: Catálogo Micro Motion and Rosemount Flow Product

“Los parámetros de: Linealidad, Repetibilidad y Rangeabilidad, son los más representativos para asegurar una mayor exactitud en los valores registrados por el medidor en la medición de transferencia de custodia de hidrocarburos. El medidor másico tipo Coriolis, presenta una ventaja clara frente al medidor de desplazamiento positivo, ya que la exactitud alcanzada con el medidor Coriolis es de $\pm 0.010\%$ si se mantiene la operación del medidor bajo las características óptimas para su funcionamiento. Esto sumado a que este medidor presenta una baja sensibilidad a la variación de presión y temperatura, lo que difiere frente a la utilización del medidor de desplazamiento positivo. Y considerando que el medidor Coriolis presenta una Linealidad alta, por lo tanto, tiene la capacidad para mantener su factor de calibración casi constante en el rango dado por la Rangeabilidad, que también es mayor en el medidor Coriolis”².

4.3.2. Análisis Económico

Para el análisis económico se evaluarán tres aspectos importantes, que son los costos de adquisición, instalación y los costos de mantenimiento, los cuales nos permitirán establecer cuál de los dos tiene un mayor costo de inversión inicial y costos de mantenimiento. Para establecer los costos de adquisición las compañías toman en cuenta varios factores como: lugar en el que operará el medidor, las condiciones a las que será expuesto, las características de los fluidos que serán medidos, las temperaturas a las que serán expuestos, entre otras variables, todos estos factores serán incluidos en el costo de adquisición del medidor según la compañía que fabrica estos equipos. Los costos de instalación incluyen los mecanismos que se usarán, los operadores expertos en la instalación, así como también el aseguramiento de que el equipo funcione correctamente tomando en cuenta las normas técnicas de seguridad. Para el mantenimiento el tiempo recomendado para realizar a cada medidor será proporcionado por el fabricante y requerido cuando los valores de exactitud no estén acordes con los rangos dados en las especificaciones de fabricación. **En los medidores de desplazamiento positivo se recomienda hacer por lo menos dos operaciones de mantenimiento al año, ya que presentan varias partes móviles y tienden a desgastarse, por lo tanto, necesitan**

² Tesis Análisis Técnico – Económico para el reemplazo de Medidores de Desplazamiento Positivo por Medidores Másicos Tipo Coriolis en las Unidades de Transferencia de Custodia de Hidrocarburos (Lact) en el Campo Singue, Yandry Edgar Chamba Rosillo / Iván Andrés Tapia Tufiño, agosto 2016, Quito – Ecuador.

más control del equipo. Para los medidores de tipo Coriolis es recomendable hacer una operación de mantenimiento en el año, esto, debido a que no posee partes móviles por lo que su mantenimiento será menos costosa. Los valores que se muestran en la siguiente tabla, representan los costos de mantenimiento por año para cada medidor. En la siguiente tabla se muestran los costos que representa el uso de cada medidor, tomando en cuenta el diámetro y las condiciones actuales del mercado.

Costos	Medidor Coriolis	Medidor de Desplazamiento
Costo de adquisición del medidor(USD)	\$ 50.000,00	\$ 32.000,00
Costos de instalación del medidor(USD)	\$ 26.000,00	\$ 22.000,00
Costo de Mantenimiento del medidor (USD)	\$ 20.000,00	\$ 42.000,00

Tabla 4.7. Costos comparativos de los medidores.

Fuente: Tesis Estudio Comparativo entre Medidores de Desplazamiento Positivo de la Estación N°2 “Lumbaqui” y Medidores de Tipo Coriolis de la Estación “Sansahuari”, en Sistemas de Medición de Hidrocarburos

El total del costo inicial, representan la mínima inversión que se requiere para la adquisición y puesta en marcha de un sistema de medición dinámica utilizando uno de estos medidores, con capacidad para medir el caudal de petróleo en las estaciones de producción en el Noroeste del Perú. De acuerdo a la Tabla 4.6, **los costos de mantenimiento son más representativos en los medidores de desplazamiento positivo, ya que es el doble del costo del medidor Coriolis**, esto puede deberse a la variedad de partes móviles que forman parte del equipo de medición las que tienen que ser verificadas que se encuentren en buen estado para que puedan operar de la mejor manera, y que son necesarios verificar cada cierto tiempo. El uso de la tecnología Coriolis generaría un ahorro en el mantenimiento ya que no presenta partes móviles, y la operación se la realizaría una vez al año.

Parámetros		Medidor Coriolis (USD)	Medidor de Desplazamiento Positivo (USD)
Adquisición		50,000.00	32,000.00
Instalación		76,000.00	54,000.00
Mantenimiento (años)	1°	96,000.00	138,000.00
	2°	116,000.00	222,000.00
	3°	136,000.00	306,000.00
	4°	156,000.00	390,000.00
	5°	176,000.00	474,000.00
	6°	196,000.00	558,000.00
	7°	216,000.00	642,000.00
	8°	236,000.00	726,000.00
	9°	256,000.00	810,000.00
	10°	276,000.00	894,000.00

Tabla 4.8. Costos acumulados de los medidores.

Fuente: Tesis Estudio Comparativo entre Medidores de Desplazamiento Positivo de la Estación N°2 “Lumbaqui” y Medidores de Tipo Coriolis de la Estación “Sansahuari”, en Sistemas de Medición de Hidrocarburos

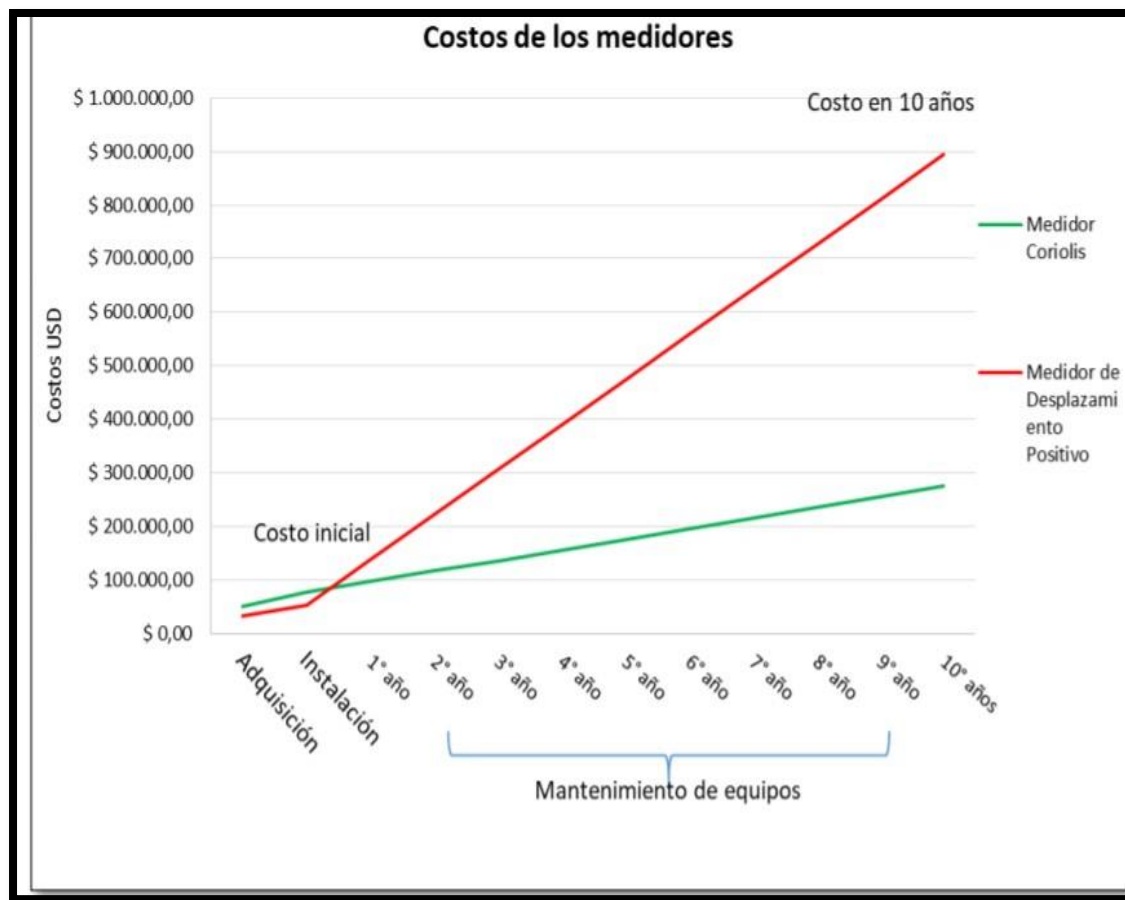


Figura 4.15. Costos de los Medidores Coriolis y de Desplazamiento Positivo.

Fuente: Tesis Estudio Comparativo entre Medidores de Desplazamiento Positivo de la Estación N°2 “Lumbaqui” y Medidores de Tipo Coriolis de la Estación “Sansahuari”, en Sistemas de Medición de Hidrocarburos

Realizando los cálculos respectivos, con los costos de adquisición, instalación, número y costo de las operaciones de mantenimiento de cada medidor se obtuvo un costo acumulado, el cual refleja que la adquisición de un Medidor Coriolis es de 276,000.00 USD y del Medidor de Desplazamiento Positivo es de 894,000.00 USD, ver Tabla 4.8, por lo que podemos decir que existe una gran diferencia económica entre los dos medidores siendo el de Coriolis menos costoso, en 893,724.00 USD, esto tomando en cuenta un tiempo de vida útil de 10 años de los dos medidores.

En la Figura 4.14 se puede apreciar que la curva del medidor Coriolis está por arriba de la curva del medidor de desplazamiento positivo, esto es por los costos iniciales que representa la puesta en marcha de cada medidor. **Pero conforme aumenta el tiempo de vida del medidor, sus costos aumentan y en mayor proporción en los medidores de desplazamiento positivo, obteniendo una gran diferencia entre los dos sensores, por lo tanto, se puede concluir que un medidor Coriolis tendría un costo total, bastante inferior con relación al medidor de desplazamiento positivo, como se observa en la figura anterior, donde los costos varían únicamente por el mantenimiento, lo que hace que los medidores de tipo Coriolis sean los más convenientes a la hora de seleccionar un equipo de medición.**

Parámetros	Medidor de Desplazamiento Positivo	Medidor Tipo Coriolis
Exactitud	± 0.25%	± 0.10%
Precisión	0.30	0.15
Costo de adquisición, instalación y mantenimiento acumulado (10 años)	894,000.00	276,000.00

Tabla 4.9. Resumen de la Propuesta.

Fuente: Elaboración propia.

Según la tabla resumen se propone al Medidor de Tipo Coriolis por ser el mejor medidor que proporciona la mayor exactitud global en grandes sistemas de medición de transferencias, pues el sistema de medición da mayor precisión y es el más económico a largo plazo.

CONCLUSIONES

1. No cabe duda que tanto la medición por contador como el aforo de tanques pueden ser muy precisos, muy imprecisos o cualquier valor intermedio. Sin embargo, luego de considerar todos los factores que afectan a la precisión, se escogería la medición por contador (medición dinámica) en vez de aforo de tanques (medición estática) como el sistema más preciso para medir el volumen de petróleo entregado desde un tanque hacia otro tanque de almacenamiento en este caso.
2. De todas las inexactitudes causadas por las variaciones en las condiciones de operación, la más común es el error causado por la determinación imprecisa de la temperatura del líquido. El sistema de medición por contador controla la temperatura del producto durante toda la entrega, en cambio con el sistema de aforo de tanques se mide la temperatura de una muestra solamente, que puede o no ser representativa del volumen que se ha entregado, por lo tanto, su fidelidad es crítica.
3. Las observaciones inherentes a la precisión también favorecen al sistema de medición por contador. Este sistema empleado en las unidades LACT, con sus dos elementos activos e independientes de medición (el medidor y el probador), es un sistema de medición volumétrica auto verificador. El medidor mide el volumen entregado y el probador verifica periódicamente la precisión del medidor. El sistema de aforo de tanques tiene un solo elemento activo de medición, el indicador de nivel, y por eso no se auto verifica. Por eso, si se presenta un desacuerdo con el aforo del tanque, no existe ninguna referencia (es decir, un probador independiente) para resolver el dilema, como lo tiene el sistema de medición por contador.
4. Con el contador, la relación entre este y el probador es conocida y se calibra el probador con los recipientes que vienen de la Oficina Nacional de Normas (NBS en inglés). El indicador de nivel tiene sus propios errores y tolerancias, y el tanque mismo se calibra por medición lineal y cálculo, que no viene directamente de las normas de medición de la NBS. En otras palabras, el volumen calibrado del tanque no puede definirse hasta el mismo nivel de precisión que los probadores que se calibran con el Método de Water Draw (método de extracción de agua).
5. Desde el punto de vista de la obtención del mayor grado de precisión volumétrica de medición, se escoge el sistema de medición por contador con su probador en vez del aforo de tanques.
6. El medidor de masa, es un medidor que mide el flujo directamente, que, a diferencia de los medidores de desplazamiento positivo o turbinas, la precisión de la medida no está afectada a variables tales como: temperatura, presión, densidad, viscosidad; permite medir tanto crudos, livianos o muy pesados, en el flujo laminar o turbulento. Otro alcance es que no importa el tipo de fluido, se mide constantemente la densidad y eso hace más cercano el valor real de fiscalización de crudo.
7. Para seleccionar un medidor dinámico, el mejor medidor es aquel que proporciona la mayor exactitud global en grandes sistemas de medición de transferencias, pues el sistema de medición más preciso es el más económico a largo plazo. En ese sentido, según el cuadro resumen de la propuesta, el Medidor de Flujo Másico Coriolis es el propuesto porque tiene una mayor exactitud ($\pm 0.10\%$), una mayor precisión (0.15%) y un costo de adquisición, instalación y mantenimiento acumulado menor (USD 276,000.00) a largo plazo (10 años) en relación al Medidor de Desplazamiento Positivo respecto a exactitud ($\pm 0.25\%$), precisión (0.30%) y costo de adquisición, instalación y mantenimiento acumulado mayor (USD 894,000.00) a largo plazo (10 años).

RECOMENDACIONES

1. Aplicar la propuesta de fiscalización automática de la producción de petróleo mediante una unidad de medición mejorada en el Noroeste del Perú utilizando unidades LACT para la medición de volúmenes mediante medición dinámica que contenga sus dos elementos activos e independientes de medición (el medidor y el probador, medida patrón de una unidad de medición), es decir, un Medidor de Flujo Másico Coriolis y un probador del tipo Bidimensional, cuya calibración se realiza cada 5 años por el Método Water Draw (Método de Extracción de Agua).

BIBLIOGRAFÍA

- API MPMS 4 API Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4 – Proving Systems
- API MPMS 5.1 API Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 – Metering Section 1 – General Considerations for Measurement by Meters
- API MPMS 5.2 API Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 –Metering Section 2- Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters
- API MPMS 5.5 API Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 – Metering Section 5 – Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed-Data Transmission Systems
- API MPMS 6.1 API Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 6 – Metering Assemblies Section 1 – Lease Automatic Custody Transfer (FISCAL MEASUREMENT UNIT) Systems
- API SPEC 11N Specification for Lease Automatic Custody Transfer (FISCAL MEASUREMENT UNIT) Equipment
- API MPMS 12.2 API Manual of Petroleum Measurement Standard: Chapter 12, “Calculation of liquid Petroleum Quantities Measured by Flow or Displacement Meters”, Section 2, Part 1, 2 y 3
- E. L. Upp, Fluid Flow Measurement, 1993
- American Petroleum Institute, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4. Proving Systems